



**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
FACULTAD DE ELECTROTECNIA Y COMPUTACIÓN**

**TESIS MONOGRÁFICA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO
ELÉCTRICO.**

TÍTULO:

**ANÁLISIS EN LA GESTIÓN DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN DE NICARAGUA
ENFOCADO EN LA CONTINUIDAD Y CALIDAD DEL SERVICIO DE ENERGÍA
ELÉCTRICA.**

ALUMNO:

Br. Garis Gabriel Vega Treminio 2014-0764U

TUTOR:

Msc. Ing. Sandro Chavarría

Managua, Nicaragua, Junio 2019

Contenido

1. Introducción.....	1
2. Antecedentes	3
3. Objetivos	4
3.1 Objetivo General	4
3.2 Objetivos Específicos.....	4
4. Justificación	5
5. Marco teórico.....	6
5.1 Generalidades sobre redes de distribución	6
5.1.1 Sistema de Distribución Eléctrica.....	6
5.1.2 Aspectos de Diseño y Construcción	6
5.1.3 Sistema de Distribución Primaria	7
5.1.4 Subestaciones de Distribución	8
5.1.5 Sistema de Distribución Secundaria.....	8
5.1.6 Sistema radial.	10
5.1.7 Sistema paralelo.	11
5.1.8 Estructuras de media tensión.	11
6. Equipos de maniobras y protección.....	23
6.1 Seccionalizador electrónico digital.....	23
6.1.1 Especificaciones técnicas.	23
6.1.2 Equipo con cámara rompearco	24
6.2 Indicador de fallas.....	24
6.2.1 Especificaciones técnicas.	24
6.3 Reconector automático con interrupción en vacío y aislamiento sólido.....	24
6.3.1 Protecciones.	25
6.3.2 Medición	25
6.3.3 Monitoreo y grabación de datos	25
6.3.4 Comunicación remota	25
6.4 Seccionador bajo carga aislamiento sólido	25

6.4.1	Especificaciones técnicas	25
6.4.2	Medición.....	26
6.4.3	Monitoreo y grabación de datos	26
6.5	Cortacircuitos	26
6.5.1	Especificaciones técnicas	26
6.6	Seccionadores.....	27
6.6.1	Aplicación	27
6.7	Seccionador de barra sólida.....	27
6.8	Precios de elementos eléctricos utilizados en la red de distribución.....	28
7.	Proceso de localización y aislamiento de averías	28
7.1	Aspectos operativos y de mantenimiento	28
7.2	Operación.....	29
7.3	Mantenimiento	29
7.4	Protocolo de seguimiento de operador COR/brigada/incidencia.....	30
8.	Calidad de Suministro	40
8.1	Indicadores individuales o del cliente.....	40
8.2	Indicadores Globales o del Sistema	41
8.2.1	System Average Interruption Frequency Index (Índice de frecuencia de interrupción promedio del sistema, SAIFI).....	42
8.2.2	System Average Interruption Duration Index	42
8.2.3	Customer Average Interruption Frequency Index (Índice de frecuencia de interrupción promedio del cliente, CAIFI).....	42
8.2.4	Customer Average Interruption Duration Index (Índice de duración de interrupción promedio del cliente, CAIDI).	43
8.2.5	Average Service Availability Index (Índice de disponibilidad de servicio promedio, ASAI)	43
8.2.6	Average Service Unavailability Index (Índice de falta de disponibilidad del servicio, ASUI)....	43
8.3	Indicadores basados en la potencia.....	44
8.3.1	Average System Interruption Frequency Index (Índice de frecuencia promedio de interrupción del sistema, ASIFI).	44
8.3.2	System Interruption Duration Index (Índice de duración de la interrupción del sistema, ASIDI).	44
8.4	Indicadores basados en la energía	45
8.4.1	Average System Curtailment Index (Índice promedio de reducción del sistema, ASCI).....	45

8.4.2 Average Customer Curtailment Index (Índice de reducción de clientes promedio, ACCI).	45
9. Indicadores de calidad utilizados en Nicaragua	46
9.1 Frecuencia media de interrupción (FMIK).....	50
9.2 Tiempo total de interrupción (TTIK):.....	50
10. Resultados de los indicadores de calidad del año 2018.	52
11. Conclusiones	67
12. Recomendaciones	68
13. Bibliografía	69
14. Anexos1	

1. Introducción

En Nicaragua es necesario realizar mejoras en la red de distribución, ésta ardua tarea amerita el análisis previo de la topología de la red, el tipo de dispositivos utilizados en la instalación, las fallas más frecuentes que afectan al sistema, siendo éstas las transitorias/francas y permanentes; esto para el fin de disminuir el tiempo y la frecuencia de las interrupciones de todo los circuitos de la red ya que, cuando se presenta una falla en la red se determina a través del método de prueba y error, se envían a las brigadas a patrullar los circuitos afectados y están en constante comunicación con el centro de operaciones de la red (COR).

Se acota la avería, es decir; se seccionan los puntos del circuito donde posiblemente puede encontrarse la falla, el operador indica a la brigada que elemento del circuito debe abrir y cerrar, luego desde un software “SCADA” se realiza prueba por medio de telemando al equipo más cercano a la subestación o en el mismo circuito y así sucesivamente hasta que se encuentre la avería, por ésta razón la red requiere de equipos más eficientes para aumentar la confiabilidad del sistema y para disminuir el tiempo de interrupción del servicio eléctrico.

En el presente trabajo se ha aplicado el método investigativo y se expondrá información de distintas fuentes de internet, libros, empresas, y experiencia laboral. El resultado al que se pretende llegar es realizar un análisis de la composición actual de la red y la propuesta que se planteará en este documento, incluyendo varios aspectos de la estructura de red de distribución de Nicaragua, tales como; protecciones, configuración de la red, elementos utilizados, y demás componentes.

El documento está dividido en las siguientes partes: generalidades de la red de distribución, como los tipos de redes y las estructuras de media tensión, los equipos de protección y seccionamiento utilizados en la instalación, protocolo de seguimiento de las incidencias y localización de las averías o fallas, la calidad de suministro; los tipos de indicadores de calidad y los utilizados en Nicaragua.

Finalmente, los resultados de los indicadores de calidad pertenecientes al año 2018, divididos en los dos semestres, y la propuesta de instalación de interruptores telecontrolados en la red a nivel nacional.

Para comprender el funcionamiento electro energético de Nicaragua es necesario mencionar la conformación del sistema interconectado nacional (SIN). La Ley de Industria Eléctrica No. 272 define como Sistema Interconectado Nacional (SIN) el conjunto de centrales de generación eléctrica y sistemas de distribución que se encuentran interconectados entre sí por el Sistema Nacional de Transmisión (SNT). La programación y operación integrada del SIN está a cargo del Centro Nacional de Despacho de Carga (CNDC), cumpliendo con los criterios de seguridad, confiabilidad y calidad en el suministro a la demanda.

2. Antecedentes

En los últimos años la red de distribución de Nicaragua ha sido sometida a algunos cambios, siempre para minimizar y disminuir todos los efectos en los costos y en la calidad de suministro de energía eléctrica. Disnorte-Dissur ha remodelado y repotenciado algunos segmentos de la red de distribución a nivel nacional. Anteriormente se han utilizado dispositivos como: seccionadores de cuchillas porta fusibles (CCF), seccionadores de barras sólidas, interruptores de cabeceras ubicados en las subestaciones, detectores de paso de falta (DPF), aunque este último se ha agotado su uso.

A partir del año 2013 entraron al mercado eléctrico nuevos equipos más automatizados tales como: cámaras termográficas (ya se han realizado recorridos a los circuitos para determinar puntos calientes en los conductores), interruptores telecontrolados “ITC” también conocidos como: reconectadores o seccionalizadores tripolares y monopolares que son controlados a través de un software (supervisión, control y adquisición de datos, SCADA) donde se puede accionar este equipo ya sea para interrumpir o restablecer de forma parcial el fluido de la energía eléctrica. Entre otros, están los detectores de paso de falta y seccionalizadores monopolares ambos digitales, que se pueden telemandar a través de SCADA.

Todos los equipos antes mencionados son dispositivos de maniobras y protección que se utilizan con el fin de brindar a los clientes un servicio más seguro, eficiente, continuo y confiable del fluido eléctrico.

3. Objetivos

3.1 Objetivo General

- Analizar la composición de la red de distribución para determinar nuevas estrategias y equipos que mejoren la continuidad y la calidad del servicio de energía eléctrica.

3.2 Objetivos Específicos

- Estudiar los diferentes tipos de redes y estructuras empleadas en la instalación.
- Describir ventajas y desventajas de la topología de la red y los equipos de maniobra y protección utilizados en el sistema de distribución.
- Analizar los tipos y valores de los indicadores de calidad de la energía eléctrica.

4. Justificación

El planteamiento de nuevas estrategias para mejorar el funcionamiento de la red de distribución es de suma importancia ya que disminuiría los periodos de interrupciones de la energía eléctrica e incrementaría la confiabilidad del sistema, de esta forma se podría garantizar a la población una mejor continuidad del servicio de energía.

Cabe mencionar, que esta información puede esclarecer y fortalecer conocimientos a los lectores o estudiantes de Ingeniería Eléctrica y posiblemente de soluciones ingenieriles a los problemas actuales en la red de distribución, como es el uso de dispositivos un poco antiguos, el goce de energía por parte de los ilegales, configuraciones del sistema, hasta el tiempo de movilización de cuadrillas lo cual implica un costo, entre otras. La intención de esta investigación es plantear recomendaciones para una mejor gestión en la red de distribución.

Con la instalación de nuevos equipos de protección y seccionamientos se tendrían más puntos de seccionamientos para acotar y detectar las fallas de manera más rápida, teniendo en cuenta que entre menos sea el tiempo de interrupción menor será la afectación a los indicadores de calidad tales como son: tiempo total de interrupción por kVA nominal instalado “TTIK” y la frecuencia media de interrupción por kVA nominal instalado “FMIK”, que son los factores que determinan el desempeño y la eficiencia del suministro de energía eléctrica.

Además, con el perfeccionamiento de las actividades de operación y mantenimiento incrementaría la confiabilidad del sistema y en consecuencia disminuirían los indicadores de calidad que, evalúan la calidad de suministro y el desempeño o comportamiento del sistema eléctrico.

5. Marco teórico

5.1 Generalidades sobre redes de distribución

Red de Distribución: Es el conjunto de conductores, transformadores, seccionadores y demás elementos que componen la red y que se interconectan con el objetivo de suministrar de energía desde la salida de la subestación hasta el medidor del cliente.

5.1.1 Sistema de Distribución Eléctrica

En un sistema eléctrico es importante contar con un equilibrio entre sus distintas partes (generación, transmisión y distribución), a efectos de lograr una relación adecuada entre costo y confiabilidad total. De otro modo, la parte menos confiable condicionaría la calidad de suministro, impidiendo el aprovechamiento óptimo de la confiabilidad del resto de las partes.

De acuerdo a estadísticas de operación, en los sistemas de distribución eléctrica se originan la mayor cantidad de interrupciones, lo cual se explica por su naturaleza radial, su exposición al medio ambiente, la gran cantidad de sus componentes, así como su proximidad a los clientes.

En este contexto, es importante tener en cuenta los aspectos relevantes de dichos sistemas, tales como sus funciones, características, componentes, aspectos operativos y de mantenimiento, así como las características de los mercados eléctricos que sirven, a efectos de un mejor entendimiento de los aspectos vinculados con la confiabilidad de los mismos.

5.1.2 Aspectos de Diseño y Construcción

La distribución de la energía eléctrica se efectúa a un nivel de tensión adecuado y de forma segura, con la capacidad necesaria para cubrir la demanda de los clientes y la conveniente calidad de suministro (frecuencia y duración de interrupciones).

El sistema de distribución eléctrica comprende:

- El sistema de distribución primaria que distribuye la energía eléctrica desde las salidas de las subestaciones de subtransmisión hasta las subestaciones de distribución, a un nivel de tensión mayor a 1 kV y menor a 36 kV, denominado tensión primaria o media tensión.

- El sistema de distribución secundaria que distribuye la energía eléctrica desde las subestaciones de distribución hasta los puntos de entrega de los clientes, a un nivel de tensión de hasta 1 kV, denominado tensión secundaria o baja tensión.

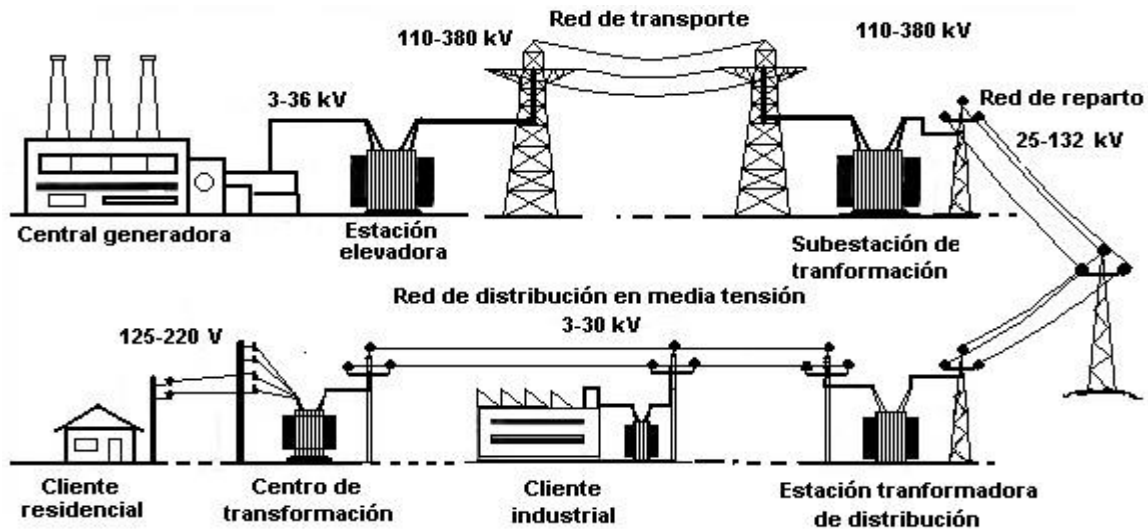


Figura 1. Sistema de Distribución Eléctrica

5.1.3 Sistema de Distribución Primaria

Red de Media Tensión (MT): Es el término que se usa para referirse a instalaciones con tensiones entre 1 y 36 kilovoltios (kV). Dichas instalaciones son frecuentes en líneas de distribución eléctrica que finalizan en centros de transformación.

El sistema de distribución primaria está compuesto por alimentadores que distribuyen la energía eléctrica desde las salidas de las subestaciones de distribución hasta los centros de transformación.

Generalmente, la salida del alimentador es a través de una red subterránea, pasando a una red aérea, denominada troncal, que recorre el área de servicio del alimentador, pudiendo estar conectado a otro alimentador mediante puntos de conexión normalmente abiertos.

Derivaciones o laterales de la troncal son usados para una mayor cobertura del área de servicio del alimentador. Pueden ser conectados directamente a la troncal pero, normalmente, son protegidos con seccionadores fusible, seccionalizadores o reconectores.

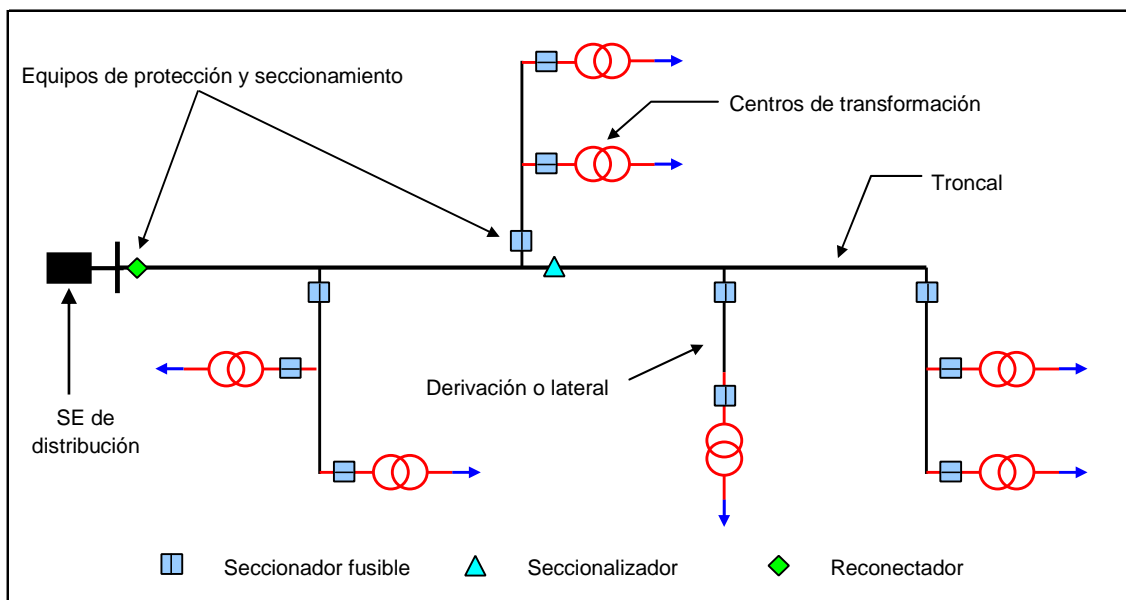


Figura 2. Alimentador en Media Tensión

5.1.4 Subestaciones de Distribución

Las subestaciones de distribución son componentes que transforman la tensión primaria a tensión secundaria o a un nivel de tensión mayor. Se caracterizan por su relación de transformación y su capacidad (kVA). Están compuestas de: interruptores, transformadores, con sus respectivos equipos de protección como: seccionadores fusible, seccionadores a tierra, seccionadores de línea, seccionadores by pass, seccionadores de barra, pararrayos, transformadores de corriente y transformadores de potencial. Pueden servir a clientes en media tensión, habiendo un cliente conectado por subestación, o servir a sistemas de distribución secundaria para la atención de clientes en baja tensión.

5.1.5 Sistema de Distribución Secundaria

Red de Baja Tensión (BT): Es el término que se usa para referirse a instalaciones con tensiones inferiores a 1 kV, y van desde el centro de transformación hasta los clientes.

Los sistemas de distribución secundaria conectan las subestaciones de distribución con los puntos de entrega de los clientes. Se componen de circuitos radiales que pueden ser tramos aéreos o subterráneos, con componentes similares a los del sistema de distribución primaria pero de uso en baja tensión. En algunos casos, los clientes se conectan directamente a la subestación de distribución, no siendo necesario un sistema de distribución secundaria. En la mayoría de los casos, los clientes se conectan a redes en baja tensión que recorren el área de servicio de la subestación. También, se conectan las cargas del alumbrado público para la iluminación de vías, plazas, parques, etc.

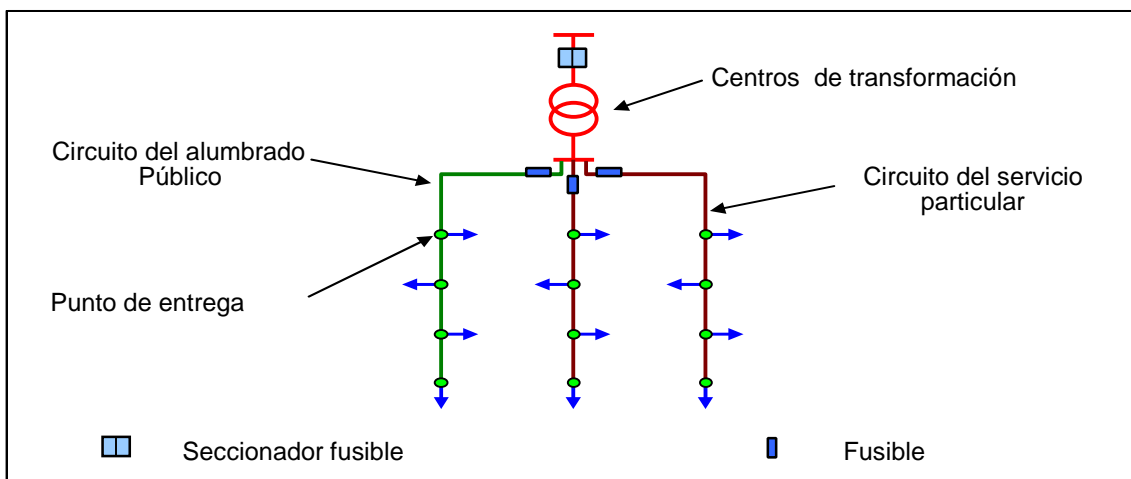


Figura 3. Sistema de Distribución Secundaria

Como mencionan los autores (Espinoza & Lara, 1990, pág. 21) los sistemas de distribución se pueden desarrollar en estructuras diversas. La estructura de la red de distribución que se adopte tanto en mediana como en baja tensión depende de los parámetros que intervengan en la planeación de redes, tales como:

- Densidad
- Tipo de cargas (residencial, comercial, industrial y mixta).
- Localización geográfica de la carga.
- Área de expansión de la carga.
- Continuidad del servicio.

Un punto importante en la decisión del tipo de construcción como de la estructura del sistema de distribución que se va a desarrollar depende considerablemente de la calidad del servicio que se desee, pudiéndose subdividir ésta en dos partes fundamentales.

- Continuidad del servicio
- Regulación de tensión

La topología del sistema tendrá una influencia decisiva en la continuidad del servicio y un impacto menor en la regulación de tensión.

Existen dos tipos de redes de distribución en cuanto a su operación:

- Radial
- Paralelo

5.1.6 Sistema radial.

Por definición, un sistema de operación radial es aquel en que el flujo de energía tiene una sola trayectoria de la fuente a la carga, de tal manera que una falla en ésta produce interrupción en el servicio eléctrico.

Este sistema es probablemente el más antiguo y comúnmente usado en la red de distribución eléctrica. Debido a su bajo costo y sencillez, las redes de operación radial se seguirán usando, pero tratando también de mejorar sus características de operación para hacerlas más confiables. (Espinoza & Lara, 1990, pág. 22)

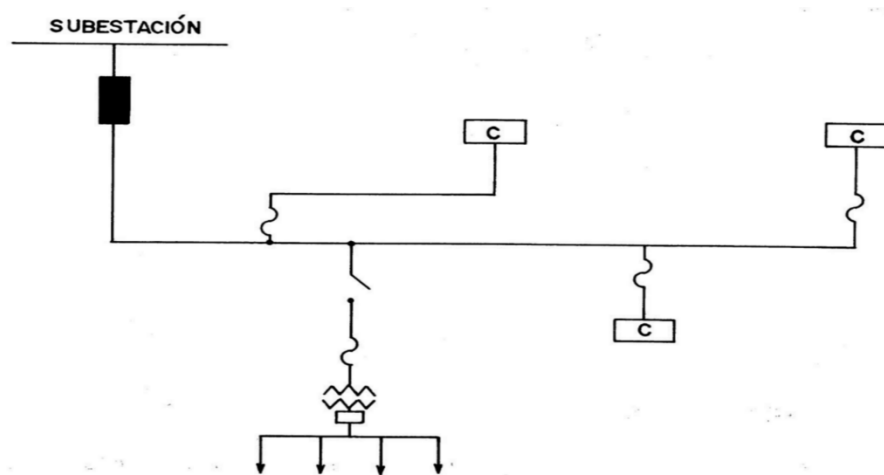


Figura 4. Red de operación radial.

5.1.7 Sistema paralelo.

En un sistema de operación en paralelo el flujo de energía se divide entre varios elementos, teniendo más de una trayectoria.

La operación en paralelo se utiliza más en redes de baja tensión. Con este tipo de redes se tiene una estructura sencilla en la red primaria, donde las subestaciones están conectadas en simple derivación radial. La continuidad está asegurada en la red de baja tensión por medio de la operación en paralelo. (Espinoza & Lara, 1990, pág. 22)

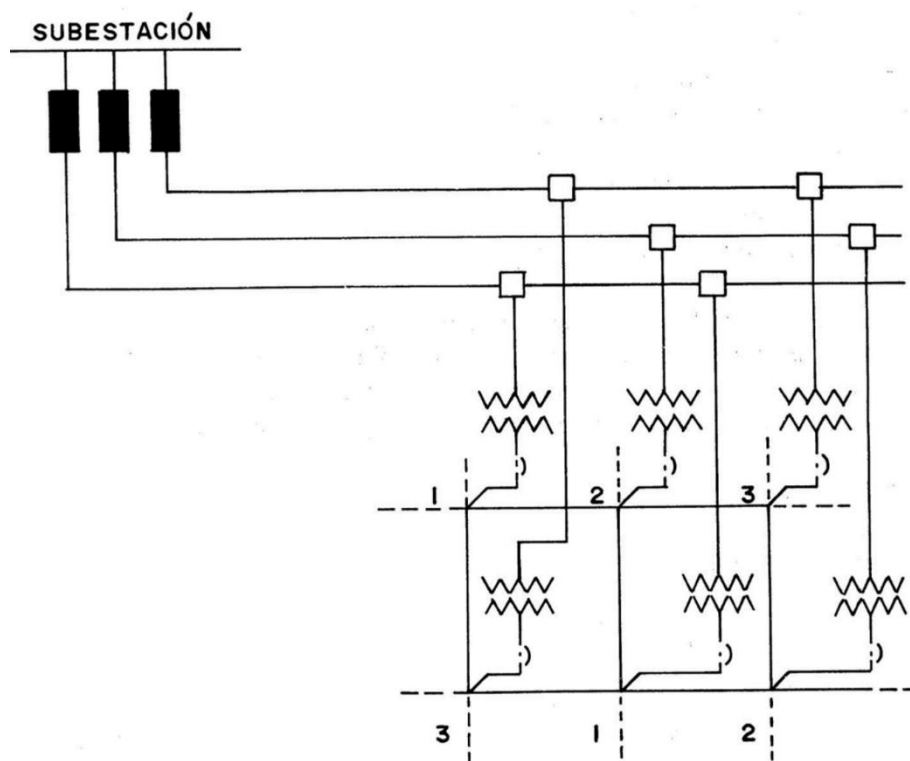


Figura 5. Red de operación en paralelo.

5.1.8 Estructuras de media tensión.

“Según el autor (Espinoza, pág. 24-30) es posible enumerar las diferentes estructuras de media tensión que más se emplean en la actualidad en los sistemas de distribución, tales como:

- Estructura radial: Aérea, mixta y subterránea.
- Estructura en anillos: Abierto y cerrado.
- Estructura en mallas.

- Carga industrial baja

5.1.10.2 Zonas rurales con:

- Carga doméstica
- Carga de pequeña industria (bombas de agua, molinos, etc.)

Los elementos principales en esta red (transformadores, cuchillas, seccionadores, cables, etc.) se instalan en postes o estructuras de distintos materiales. La configuración más sencilla que se emplea para los alimentadores primarios es del tipo arbolar; consiste en conductores de calibre grueso en la troncal y de menos calibre en las derivaciones o ramales.

Los movimientos de carga se realizan con juego de cuchillas de operación con carga, que se instalan de manera conveniente para poder efectuar maniobras tales como: trabajos de emergencia, transferencias de carga, ampliaciones de red, nuevos servicios, etc.

En servicios como hospitales, edificios públicos, fábricas, zonas francas, bombas de Enacal, y empresas gubernamentales, que por naturaleza del proceso no permiten falta de energía eléctrica en ningún momento, se les dota de doble alimentación, ya sea con dos alimentadores de la misma subestación o de otra, independientemente de que la mayoría de estos servicios cuentan con plantas de emergencias o banco de baterías con capacidad suficiente para alimentar sus servicios propios más importantes.

Este tipo de red está muy generalizado, el empleo de seccionalizadores, restauradores, reconectadores, seccionadores y fusibles, como protección del alimentador, para eliminar la salida de todo el circuito cuando hay fallas transitorias, las cuales representan un gran porcentaje del total de las fallas.

5.1.11 Red mixta.

Es muy parecida a la red aérea; difiere de esta solo en que sus alimentadores secundarios en vez de instalarse en la postería se instalan directamente enterrados.

Ésta red tiene la ventaja de que elimina gran cantidad de conductores aéreos, favoreciendo con esto la estética del conjunto y disminuyendo notablemente el número de fallas en la red secundaria, con lo que aumenta en consecuencia la confiabilidad del sistema.

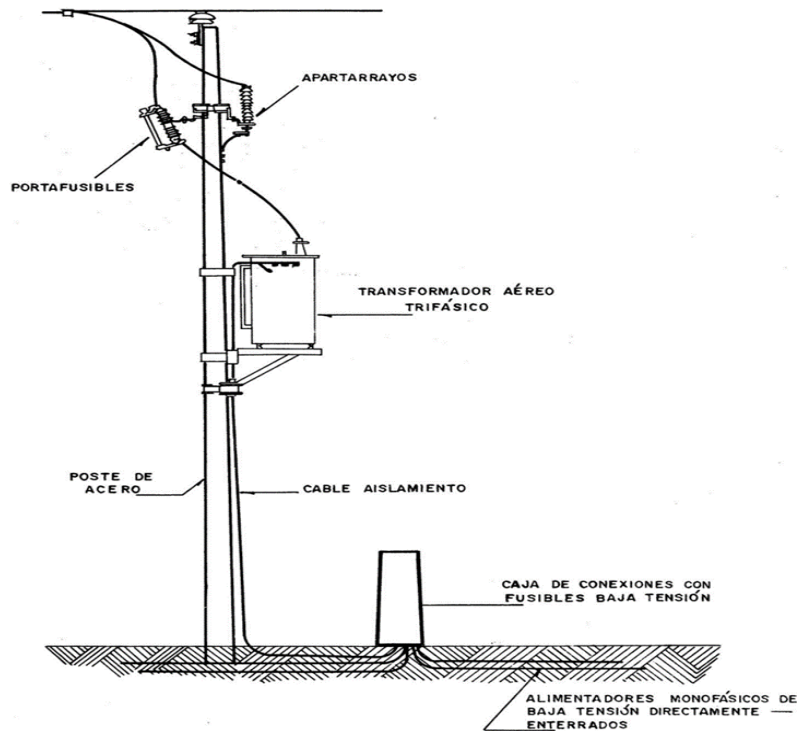


Figura 7. Red mixta.

5.1.12 Red subterránea.

Esta estructura se constituye con cables troncales que salen en forma radiante de la subestación eléctrica y con cables transversales que ligan a las troncales. La sección del cable que se utiliza debe ser uniforme, es decir, la misma para las troncales y para los ramales.

La aplicación de este tipo de estructuras es recomendable en zonas extendidas, con altas densidades de carga (15 a 20 MVA/km²) y fuertes tendencias de crecimiento.

En operación normal cada alimentador lleva una carga **P** funcionando en forma radial, operando normalmente abiertos los elementos de seccionamiento con que cuenta la estructura. En caso de emergencia los alimentadores deberán soportar la carga adicional que se les asigne, de acuerdo con la capacidad del equipo y del cable. Por esta razón la estructura se constituye con cable de igual sección.

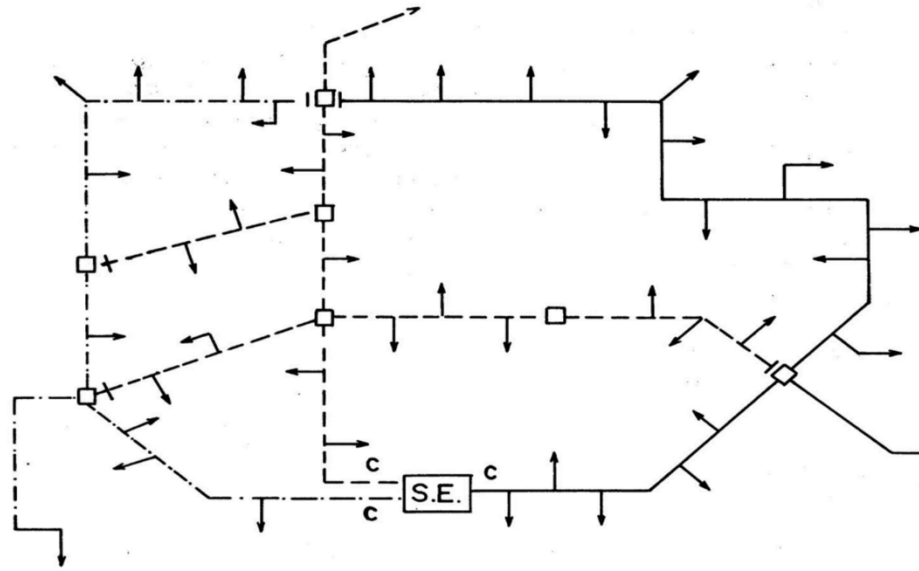


Figura 8. Seccionamiento de red subterránea.

El resto de las estructuras enumeradas se emplean de manera primordial en redes subterráneas debido principalmente a las zonas en que se implantan.

Las redes subterráneas han visto favorecida su expansión en las zonas urbanas de alta densidad de carga debido a las ventajas que presentan ante las redes aéreas. Las principales son la confiabilidad de servicio y la limpieza que estas instalaciones proporcionan al medio. Naturalmente, este aumento en la confiabilidad y en la estética forma parte del incremento en el costo de las instalaciones y en la especialización del personal encargado de construir y operar este tipo de redes. Según el autor (Espinoza & Lara, 1990, pág. 31) los principales factores que se deben analizar al implantar una estructura de red subterránea son:

- Densidad de carga.
- Costo de la instalación.
- Grado de confiabilidad.
- Facilidad de operación.
- Seguridad.
- Estética.

Todos estos factores son importantes, y en la selección final del tipo de red influirá notablemente la experiencia que se tenga en equipos, materiales y especialización del personal”.

5.1.13 Estructuras en anillo.

5.1.8.1 Estructuras en anillo abierto.

Este tipo de esquema se constituye a base de bucles de igual sección, derivados de las subestaciones fuente. Las subestaciones de distribución quedan alimentadas en seccionamiento exclusivamente. (Espinoza & Lara, 1990, pág. 31)

Las redes en anillo normalmente operan abiertas en un punto que por lo general es el punto medio, razón por la cual se les conoce como redes en anillo abierto. Al ocurrir una falla dentro de un anillo se secciona el tramo dañado para proceder a la reparación, siguiendo una serie de maniobras con los elementos de desconexión instalados a lo largo de la subtronal.

Esta estructura es recomendable en zonas con densidades de carga entre 5 y 15 MVA/km² y en donde el aumento de la carga es nulo o muy pequeño, de tal manera que se pueda absorber fácilmente con la estructura inicial, sin que sea necesario realizar trabajos para modificar la configuración de la red. Como ejemplo de estos casos se tienen las electrificaciones a conjuntos habitacionales. . (Espinoza & Lara, 1990, pág. 31)

5.1.8.2 Estructuras en anillo cerrado.

El esquema de esta estructura es semejante a la anterior, y varía únicamente en que no existe un punto normalmente abierto. Esta estructura tiene gran aplicación en zonas amplias; se desarrolla en cable subterráneo por la facilidad que se tiene de incrementar la capacidad instalada paulatinamente sin afectar la estructura fundamental de la red. La operación de una red de este tipo es un poco más complicada que la anterior por el tipo de protección, pero es indudable que la confiabilidad del sistema aumenta en forma considerable.

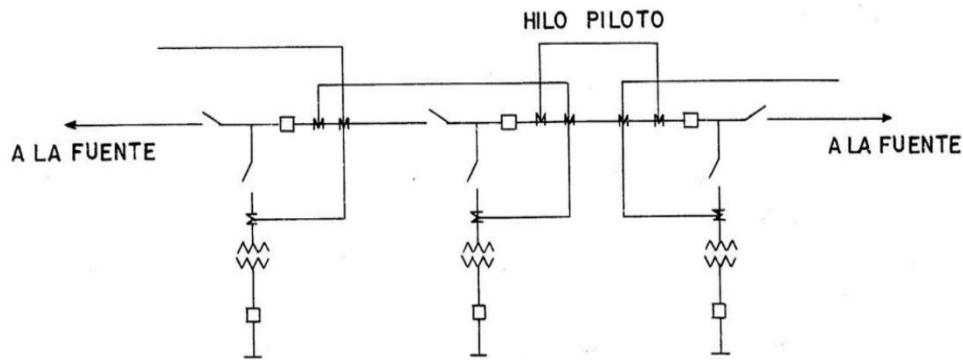


Figura 9. Esquema de una estructura en anillo cerrado.

5.1.8.3 Estructuras en mallas.

En esta estructura las subestaciones de distribución están conectadas en seccionamiento, y junto con el cable constituyen anillos de igual sección. Estos anillos operan en forma radial, para lo cual se opera normalmente abierto uno de los medios de seccionamiento, interruptor o cuchillas, en la subestación que queda aproximadamente a la mitad. Existen ligas entre los anillos para asegurar una alimentación de emergencia. En caso de un incidente interno en el anillo, se resuelve con los propios recursos haciendo maniobras entre grupos de subestaciones, por la cual la capacidad de la malla corresponde a la del cable. (Espinoza & Lara, 1990, pág. 32)

Esta estructura es recomendable en zonas de crecimiento acelerado y de cargas no puntuales, debido a sus características de posibilidad de expansión y reparto de carga. Su aplicación se recomienda en zonas comerciales importantes con densidades superiores a 20 MVA/km².

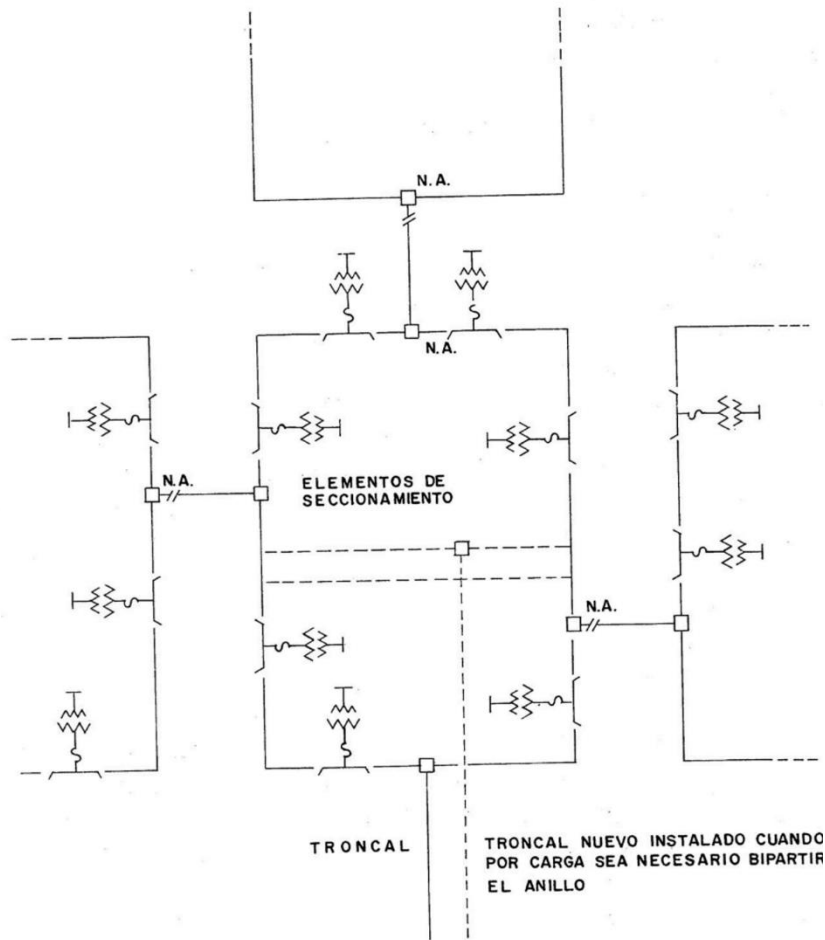


Figura 10. Esquema de una estructura en mallas.

5.1.14 Estructura en doble derivación.

La disposición de los cables en el caso de esta estructura se hace por pares, siendo las secciones uniformes para los cables troncales y menores para las derivaciones a la subestación y servicios, los cuales quedan alimentados en derivación. Es una estructura que resulta conveniente en zonas concentradas de carga y con densidades de carga del orden de 5 a 15 MVA/km². (Espinoza & Lara, 1990, pág. 33)

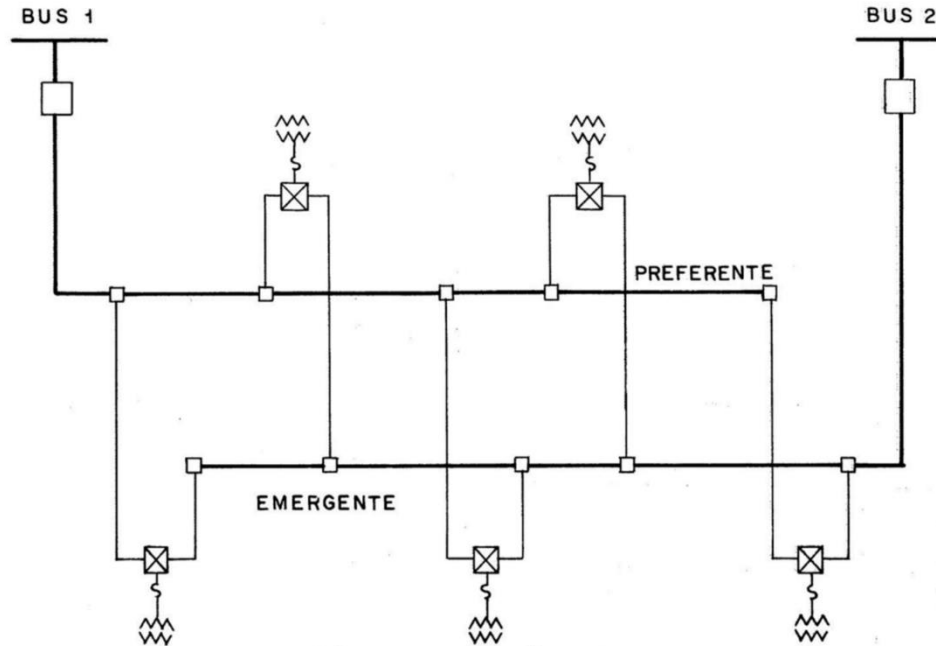


Figura 11. Estructura en doble derivación.

La aplicación más específica puede ser en zonas industriales, comerciales o turísticas de configuración extendida, en las que se tiene necesidad de doble alimentación para asegurar una elevada continuidad y que presenten características de carga y geometría concentrada.

La operación de este tipo de estructuras se hace en base a un esquema de alimentadores preferentes y emergentes con transferencias manuales o automáticas, siguiendo el principio de cambio de alimentación.

La operación se puede analizar de dos maneras distintas: la primera, haciendo trabajar todo el alimentador emergente sin carga, y la segunda, hacerlo con sólo la mitad de la carga total. La primera tiene la desventaja de que mientras un circuito trabaja al mínimo de su capacidad, mientras que en la segunda opción los dos alimentadores trabajan en iguales condiciones.

Dentro de las normas de diseño que caracterizan a este de redes se tiene las dos siguientes, que son muy importantes:

- El equipo de transferencia debe tener un mecanismo que impida la operación en paralelo de los dos alimentadores.
- Para obtener mayor confiabilidad de servicio es conveniente instalar los circuitos en rutas diferentes.

5.1.15 Estructura en derivación múltiple.

Esta red constituye por un número determinado de alimentadores que contribuyen simultáneamente a la alimentación de la carga. Este tipo de red es una variación del sistema de red en derivación doble, ya que siguen el mismo principio, solo que este tipo de red permite alimentar un área más amplia debido al número de alimentadores. Esta red se debe diseñar dejando un margen de capacidad de reserva en los alimentadores de media tensión, de tal manera que al quedar en servicio uno de ellos la carga se reparte a los restantes por medio de transferencia automática. (Espinoza & Lara, 1990, pág. 36)

Estas redes tienen aplicación en zonas que presentan cargas concentradas muy fuertes, en la que es necesario proporcionar una alta continuidad a los servicios; además, tiene la ventaja de que permiten proporcionar servicio tanto a consumidores tanto de media tensión como en baja tensión.

Esta estructura resulta conveniente en zonas de grandes concentraciones de carga, de configuración extendida y con densidades de carga de más de 30 MVA/km².

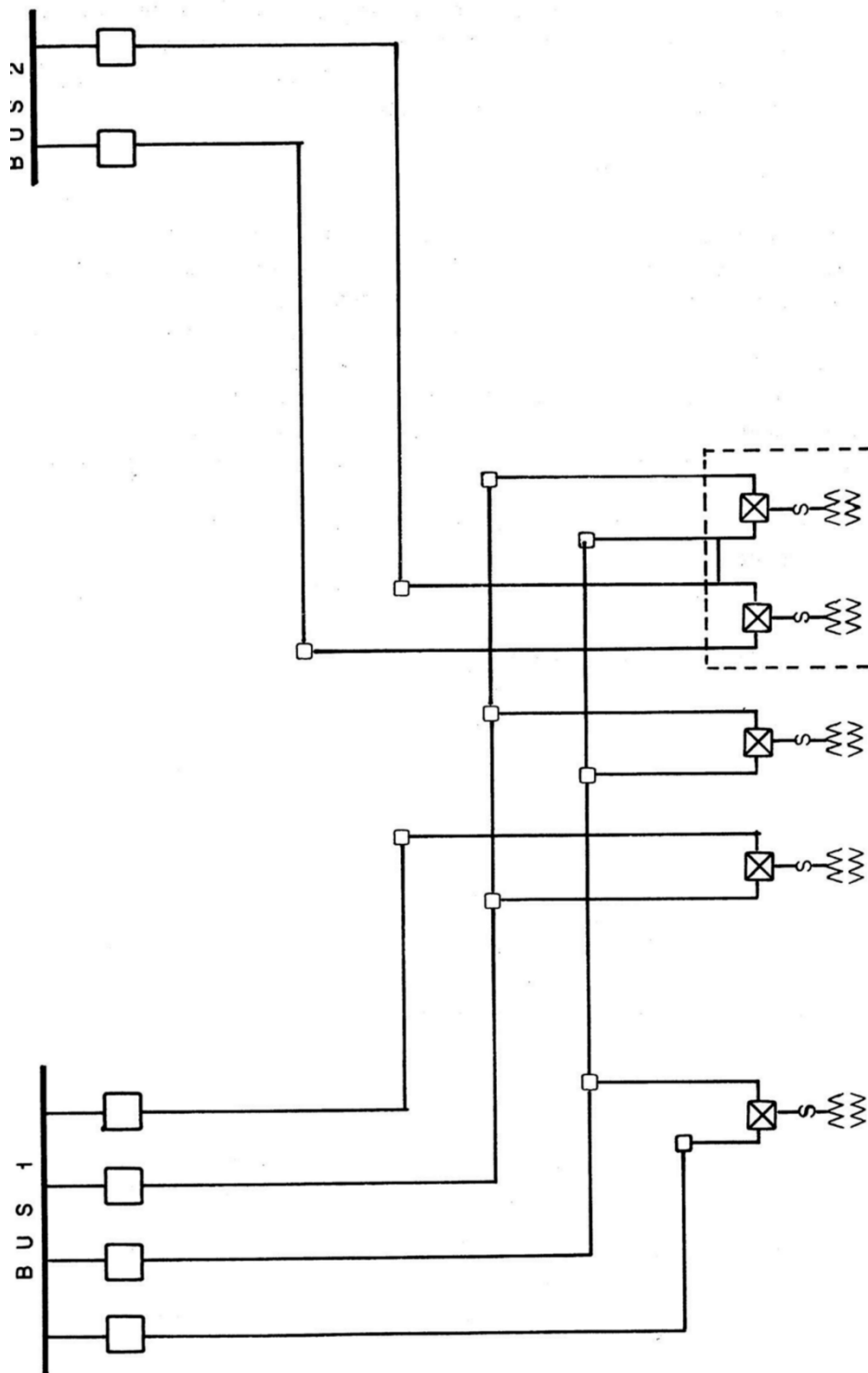


Figura 12. Estructura en derivación múltiple.

5.1.16 Estructuras de alimentadores selectivos.

Esta red se constituye por cables troncales que salen preferentemente de subestaciones diferentes y llegan hasta la zona por alimentar; de estas troncales se derivan cables ramales de menor sección que van de una troncal a otra enlazándolas, siguiendo el principio de la doble alimentación. Las subestaciones o transformadores de distribución se reparten entre parejas de alimentadores troncales que quedan conectadas en seccionamiento. (Espinoza & Lara, 1990, pág. 38)

La protección de esta red consiste en interruptores que se instalan en la subestación de potencia en la salida de cada alimentador troncal y fusibles de tipo limitador para proteger al transformador y dar mayor flexibilidad a la operación de la estructura. Es posible dotar de interruptores a los puntos de derivación de las sub-troncales, aun cuando su aplicación se debe apoyar en un estudio técnico-económico que los justifique.

En condiciones normales de operación las subestaciones eléctricas se alimentan de las sub-troncales con un punto normalmente abierto en la subtroncal que permita balancear la carga en cada una de ellas. Cuando ocurre una falla en la troncal o subtroncal los dispositivos de seccionamiento permiten efectuar estos movimientos de carga, transfiriendo las subestaciones al alimentador troncal adyacente.

Es recomendable la implementación de esta estructura para zonas donde las construcciones existentes estén siendo sustituidas por edificaciones que representan grandes concentraciones de carga y requieren un alto grado de confiabilidad, siendo conveniente entonces pensar en implantar esta estructura en zonas de rápido crecimiento y densidades mayores a 15 MVA/km².

6. Equipos de maniobras y protección.

6.1 Seccionalizador electrónico digital.

El seccionalizador electrónico, es un dispositivo que automáticamente desconecta secciones en falla de un sistema de distribución eléctrico, normalmente es empleado en un sitio aguas-abajo de un equipo de protección¹. El seccionalizador cuenta las operaciones del equipo de protección después de detectar una condición de falla. (CELSA, 2016)

Después de un número seleccionado de apertura del equipo de protección asociado y cuando éste está abierto, el seccionalizador abre y aísla la sección en falla de la línea. Esta operación permite al equipo de protección cerrar y restablecer el servicio en las zonas libres de falla. Si la falla es temporal, el mecanismo de operación del seccionalizador debe reponerse automáticamente después de un tiempo preestablecido.

Los seccionalizadores de tipo electrónico digital permiten una mejor coordinación frente a fallas permanentes y transitorias con relación a cortacircuitos fusibles, debido a que cuentan las operaciones de equipo de protección asociado antes de su apertura y no dependen de ninguna curva tiempo-corriente.

6.1.1 Especificaciones técnicas.

- Voltaje máximo de diseño: 15kV, 27kV, 38kV.
- No poseen capacidad de interrumpir corrientes de falla.
- Son libres de mantenimiento.
- Son autoalimentados, de bajo consumo y con una rápida velocidad de detección de falla.
- Fáciles de programar y usar.
- Posibilita la intercambiabilidad entre elementos con otros fabricantes con norma ANSI e IEC, adaptables a cualquier base portafusibles de cortacircuitos intercambiables.
- Operación monofásica, bifásica o trifásica por radiofrecuencia.

¹ Aguas abajo: se refiere a la dirección, de la ubicación del equipo hacia la carga del cliente.

- Estadísticas: registra y almacena el número de eventos permanentes y transitorios que fueron detectados.
- Permite la lectura de la corriente que circula por la línea.
- Indicador visual: Un LED es usado para indicar el estado funcional del equipo: ausencia de corriente, corriente nominal o corriente de actuación.
- Tele gestión a través de RTU por protocolo IEC 104.
- Conteo de fallas programable entre 1 y 4
- Tiempo reset programable entre 1 y 99 seg.

6.1.2 Equipo con cámara rompearco

Se puede entregar con cámara de extinción de arco, la cual permite realizar aperturas bajo carga.

6.2 Indicador de fallas

Dispositivo electrónico señalizador que, registra, almacena y envía: fallas transitorias, fallas permanentes, valor de falla transitoria, valor de falla permanente, ausencia/presencia de tensión, permite la lectura y reporte de corriente de línea.

6.2.1 Especificaciones técnicas.

- Voltaje del sistema: 5 A 69 kV L-L
- Corriente de disparo configurable: 1 A hasta 2,000 A
- Parámetros funcionales configurables de forma digital.
- Modos de reposición de falla: automático: Tiempo-Tensión, Remota. Corriente, Manual: Imán
- Modos de disparo: Automático, proporcional, valor fijo, Escalón.
- Protección inrush configurable en tiempo y corriente.
- Tele gestión a través de RTU por protocolo IEC 104.

6.3 Reconectador automático con interrupción en vacío y aislamiento sólido

Reconectador: Equipo que detecta una falla aguas abajo de su ubicación, despeja las fallas transitorias y abre el circuito en caso de fallas permanentes. Se utiliza en redes aéreas. (CELSA, 2016)

6.3.1 Protecciones.

- Localizador de falla.
- Hotline tag (trabajo en línea energizado).
- Pérdida de fase

6.3.2 Medición

- Tensión (fuente/Carga) y corriente.
- Medición de kW, kWh, y factor de potencia.
- Demanda, potencia reactiva y frecuencia.
- Perfil de carga y oscilogramas.
- Desbalanceo y armónicos.

6.3.3 Monitoreo y grabación de datos

- Medición y grabación de datos.
- Contadores.
- PQM (gestión de calidad de la potencia).

6.3.4 Comunicación remota

- Acceso remoto completo para los ajustes de operación, mediciones y eventos almacenados.
- SMS, bluetooth, fibra óptica disponibles.

6.4 Seccionador bajo carga aislamiento sólido

Seccionador bajo carga: Equipo que puede ser abierto o cerrado con carga para reconfigurar el alimentador. Se utiliza en redes aéreas. (CELSA, 2016)

6.4.1 Especificaciones técnicas

- Este equipo ha sido diseñado para superar las desventajas de los seccionadores aislados en gas SF₆ (hexafluoruro de azufre) y para mejorar la confiabilidad de las líneas de distribución.
- El medio de interrupción es vacío.

- Posee función de seccionalizador y detector de fallas.
- Hotline tag (trabajo en línea energizado).

6.4.2 Medición

- Tensión y corriente
- Medición de kW, kWh y factor de potencia.
- Demanda, potencia reactiva y frecuencia.
- Perfil de carga.

6.4.3 Monitoreo y grabación de datos

- Medición y grabación de datos
- Contadores, PQM (gestión de la calidad de la potencia).

6.5 Cortacircuitos

Seccionador fusible: Equipo que es capaz de despejar una falla aguas abajo de su ubicación, llevando la corriente a cero. Se conoce también como seccionador cut-out y se utiliza en redes aéreas. (CELSA, 2016)

6.5.1 Especificaciones técnicas

- Diseñados y probados de acuerdo con las normas ANSI.
- Niveles de tensión desde 15kV hasta 46kV.
- Corrientes nominales de 100A, 200A, y 300A.
- Corrientes de interrupción de hasta 8kA - 12kA – 16kA asimétricos venteo sencillo y hasta 20kA asimétrico doble venteo.
- Nivel básico de aislamiento (kVpico) 110kV - 125kV – 150kV – 200kV.
- Conector ojo de presión o mordaza doble.
- Aislador en porcelana o polimérico.
- Son diseñados para ser intercambiables con cortacircuitos de otras marcas dentro del mismo nivel de voltaje.

6.6 Seccionadores

Seccionador: Equipo que puede ser abierto o cerrado sin carga para reconfigurar el alimentador. (CELSA, 2016)

- Niveles de tensión desde 15 kV hasta 46 kV.
- Corrientes nominales de 400 A a 600 A.
- Nivel básico de aislamiento (kvpico) 110 kV – 125 kV – 150 kV – 200 kV
- Aislador en porcelana o polimérico.
- Herrajes para montaje en cruceta sencilla o doble.

6.6.1 Aplicación

Los seccionadores monopolaes son usados para apertura o cierre en vacío por medio de pértiga², o para maniobra con carga, mediante accionamiento con herramienta en paralelo (Loadbuster o loadranger).

6.7 Seccionador de barra sólida

Equipo de seccionamiento colocado en el mismo circuito o entre diferentes instalaciones eléctricas, cuya utilidad es para transferir o disminuir carga de la red eléctrica, solo puede ser abierto con Loagbuster o rompe carga ya que, si se hace con pértiga o vara telescópica puede producirse arco eléctrico.

² Pértiga: herramienta para abrir y cerrar un equipo cortacircuito fusible, sin carga.

6.8 Precios de elementos eléctricos utilizados en la red de distribución

Los precios varían según la marca, la capacidad de interrupción en cuanto a corriente de corte se refiere, al nivel de tensión de operación, en resumen; a las características técnicas de los dispositivos eléctricos, estos precios fueron elegidos de forma general de un tipo y un modelo específico para tener una referencia. Estos precios no incluyen el costo de la instalación.

Nombre del elemento	Precio (en dólares)
Interruptor telecontrolado (ITC)	\$11,287
Seccionador barra sólida	\$62
Seccionador fusible	\$55
Seccionalizador digital Monopolar	\$2,500
Seccionador bajo carga	\$10,526
Reconectador automático con interrupción en vacío	\$13,258

Tabla 1. Precios de elementos eléctricos utilizados en la red de distribución

7. Proceso de localización y aislamiento de averías

Acotar Avería: Son todas las acciones dirigidas a encontrar, de una manera precisa, la localización de una posible Avería en un circuito.

Maniobra(s): Serie de operaciones (manual o telecontrolado) que conducen a un cambio en el esquema eléctrico de una instalación o equipo eléctrico por medio de interruptores, seccionadores u otros dispositivos especialmente previstos e instalados en la red para este efecto.

7.1 Aspectos operativos y de mantenimiento

Un sistema de distribución eléctrica debe ser continuamente controlado, operado, mantenido, reparado y expandido. Estas actividades, referidas como actividades de operación y mantenimiento, juegan un rol importante en la continuidad y calidad del servicio eléctrico.

7.2 Operación

La operación se realiza a través de operadores ubicados en los centros de control, normalmente ubicados en las subestaciones y el operador COR, quienes monitorean la carga de los alimentadores y las alarmas de los equipos de protección y seccionamiento.

Después de una falla, los operadores se focalizan en reconfigurar el sistema con la finalidad de reponer el servicio a la mayor cantidad de clientes afectados. Esta tarea se realiza accionando los equipos de protección y seccionamiento, unos controlados remotamente y otros a través de las cuadrillas de emergencia, que son responsables de localizar las fallas, realizar las maniobras necesarias, reparar las instalaciones dañadas y reponer el servicio. En general, estas acciones están orientadas a disminuir los tiempos de reposición del servicio y, por lo tanto, la duración de las interrupciones.

7.3 Mantenimiento

La mayoría de las instalaciones de los sistemas de distribución eléctrica requieren ser inspeccionados, probados y/o mantenidos para asegurar una apropiada operación y reducir la probabilidad de falla.

Las estrategias de mantenimiento pueden ser correctivas, preventivas, basadas en la condición de las instalaciones eléctricas o centradas en la confiabilidad.

Las correctivas se llevan a cabo cuando una falla ocurre en las instalaciones eléctricas y son efectivas cuando se trata de componentes no críticos con mínimo mantenimiento. Las preventivas se hacen en forma periódica de acuerdo a recomendaciones de fabricantes o la experiencia propia de la empresa distribuidora. Las basadas en la condición de las instalaciones eléctricas se ejecutan según la condición de las mismas, es decir, su grado de deterioro. Las centradas en la confiabilidad se basan en la condición y criticidad de las instalaciones eléctricas, así como en el costo. Esta estrategia maximiza la confiabilidad al orientarse al mantenimiento de instalaciones eléctricas con mayores probabilidades de fallar pero su implementación es difícil.

El mantenimiento adecuado de los diferentes componentes del sistema de distribución eléctrica permite mantener y mejorar sus tasas de falla y, en consecuencia, tener control sobre las frecuencias de falla.

7.4 Protocolo de seguimiento de operador COR/brigada/incidencia

El COR, como administrador técnico de la red de distribución eléctrica propiedad de DISNORTE-DISSUR, autoriza con carácter exclusivo las reparaciones y/o maniobras en la red de distribución. Por lo tanto, todo el personal que tenga que efectuar trabajo en la red (media, baja; energizado o desenergizado), debe recibir aprobación formal del COR antes de proceder con cualquier tipo de actuación en las redes MT.

El jefe de turno COR al momento de producirse el disparo de un circuito de distribución debe supervisar y apoyar las secuencias de maniobras que realizará el operador COR, con el objeto de reducir la cantidad de clientes afectados y la recuperación total en el menor tiempo posible.

El operador COR, dirige todas las maniobras realizadas por la brigada de emergencia y le comunica la información disponible desde los sistemas: reportes de avisos de peligros, prioridades, el punto de maniobra(s), dirección y/o matrícula de BDI de los diferentes elementos de corte instalados en la red (seccionador barra sólida, interruptor, seccionalizador, cortacircuitos fusible, conector de línea viva, etc.).

El operador COR también debe reconocer y actualizar las incidencias que ocurren en la red MT en los diferentes sistemas informáticos disponibles: Módulo de Operaciones, SCADA y SGI, darle seguimiento hasta el retorno de la red a su estado normal de explotación.

El COR debe informar vía correo electrónico, a la unidad técnica correspondiente, las incidencias en estado pendiente (con pérdida de mercado) que requieran sus acciones para resolverla.

La unidad técnica de mantenimiento DISNORTE-DISSUR tiene la responsabilidad de revisar permanentemente las incidencias con pérdida en el SGI, darle seguimiento a todas las incidencias reportadas por el COR a través de SGI y correo.

Distribución sector y mantenimiento son responsable de avalar y documentar la idoneidad y competencia de las brigadas técnicas y supervisores dispuestos por la EE.CC. para realizar trabajos en la red MT: habilidades técnicas, experiencia, formación, actualización. Asimismo, debe asegurar que este personal dispone de los medios, equipos y herramientas necesarios para la realización de su trabajo.

Estas Averías son identificadas, por el operador COR, desde los sistemas informáticos: módulo de operaciones, SCADA y SGI a partir del estado abierto o cerrado de los interruptores en circuitos de distribución de media tensión (MT).

El estado normal de explotación de los interruptores de distribución es cerrado manteniendo así la continuidad del servicio a los clientes. Asimismo, la red de MT se encuentra en estado normal de explotación, los puntos fronteras de cada circuito están según lo establecido por planificación de red, se encuentran una explotación óptima de la red, con las menores pérdidas técnicas posibles.

Cuando las redes de MT son afectadas por una avería los interruptores pasan de su estado cerrado a estado abierto (disparado). Es decir, fuera de servicio y los clientes que están alimentados desde dicho interruptor quedan sin energía. Estas Averías pueden ser causadas tanto por factores externos (postes quebrados o colisionados, contacto o caídas de rótulos o publicidad sobre la red, conexiones ilegales, incendios de gran magnitud, etc.) o internas, atribuibles a DISNORTE-DISSUR (líneas rotas, mal contacto en empalmes, aisladores quebrados, seccionadores en mal estado o ramas sobre la red).

Cuando se dispara un interruptor telecontrolado, el SCADA envía una alarma visual al monitor del ordenador del operador COR. Simultáneamente, SCADA genera automáticamente una incidencia a la cual asocia (SCADA) todos los avisos reportados por los clientes a través de la OT24H desde la hora de inicio de la Avería hasta la normalización de la red.

Las maniobras para normalizar el interruptor y el servicio se realizan a través del telecontrol. Sin embargo, si los sistemas informáticos no están disponibles u operando de manera confiable (falla telecontrol, falta de comunicación, etc.), el operador COR evalúa la necesidad de desplazar BOM a la subestación eléctrica.

Cuando se dispara un Interruptor no telecontrolado (o falla el telecontrol), los sistemas informáticos no generan ningún tipo de alarmas al operador COR, el cual se entera de la suspensión del servicio eléctrico únicamente a través de los Avisos de los clientes (generados en la OT24H) reportando falta de energía.

En este caso, las maniobras para normalizar el interruptor y el servicio se realizan manual con desplazamiento de las BOM a la subestación eléctrica; una vez confirmado el disparo del interruptor, el operador COR genera una incidencia de forma manual en SGI a la cual se asocian de forma automática todos los avisos reportados desde la hora de inicio de la avería hasta la normalización de la red.

El operador COR, antes de realizar prueba de cierre al interruptor ya sea por telecontrol o con la brigada ubicada en la subestación eléctrica, debe confirmar que no existe ningún personal trabajando en la red de dicho circuito, con o sin tensión (energizado o no), con o sin descargo; de haber personal trabajando en la red debe informarles del disparo del interruptor, confirmar que cumplieron con las cinco reglas de oro y que están fuera de peligro, en dependencia de los resultados de la prueba de cierre:

Interruptor cierra, por lo cual el servicio se normaliza (restablece) finalizando así las maniobras en campo.

Interruptor no cierra, el operador COR instruye el desplazamiento de BOM para realizar maniobras en la red de distribución y localizar la avería. Para ello, revisa en SGI los avisos asociados a la incidencia y los de ayuda su posible relación con el disparo del interruptor (reporte de poste quebrado, cortocircuito o ramas sobre la red, etc.).

Localizada la avería por la BOM en la red de distribución, el operador COR debe orientar sus instrucciones a la reducción del número de clientes afectados, ya sea acotando lo máximo posible la avería o realimentando (transferir carga) con los circuitos adyacentes. Una vez ubicada la avería:

Si la BOM puede reparar la avería, lo informa al operador COR, el cual debe actualizar los datos y posterior cerrar la incidencia con toda la información correspondiente.

Si la BOM no puede reparar por el tipo de averías (cambio de postes quebrados, mediciones especiales quemadas, medida bicuerpo, trabajo de gran envergadura, etc.) lo informa al operador COR, el cual deberá actualizar los datos en la incidencia y direccionarla a la unidad técnica correspondiente, la incidencia no se da por resuelta, y debe darle seguimiento hasta que la avería sea reparada.

Una vez reparada la avería en campo, el operador COR actualiza los datos en la incidencia y regresa la red a su estado normal de explotación, tanto en campo como en el Módulo de Operaciones de ser necesario.

El jefe de turno del COR supervisa en tiempo real todas las maniobras realizadas por el operador COR así como la actualización en sistemas de información, clasificación y cierre de la incidencia en SGI así como el retorno de la red a su estado normal de explotación.

Un aspecto muy importante es que, el operador COR siempre indica las medidas de seguridad que se deben cumplir para salvaguardar la vida del personal que trabajará en la red eléctrica, estas son las 5 reglas de oro:

- **Desconexión. Corte efectivo:** Una vez definida cual será la zona de trabajo, se desconectarán todas las posibles fuentes de tensión que alimentan a la instalación eléctrica de dicha zona. Los elementos de maniobra que aseguran el corte efectivo pueden ser, interruptores, llaves térmicas, fusibles, barras sólidas, entre otros.
- **Prevenir cualquier posible realimentación. Bloqueo y enclavamiento:** Se señalará el bloqueo con información relativa al trabajo que se está realizando (orden de trabajo, Señalizar el tablero).
- **Verificar ausencia de tensión:** Una vez realizada la apertura y bloqueo de los puntos de aislamiento (corte efectivo y bloqueo y enclavamiento), se verificará la ausencia de tensión de todos los conductores activos de la instalación eléctrica de la zona de trabajo, mediante un multímetro o tester.
- **Puesta a tierra y cortocircuito:** Los conductores activos de la instalación eléctrica en la zona de trabajo deben conectarse en cortocircuito entre ellos y a tierra.
- **Señalización de la zona de trabajo:** La zona de trabajo se delimitará, en superficie y altura mediante una señalización de seguridad mediante elementos de alta visibilidad (cintas, conos, vallas, etc.).

Una vez finalizados los trabajos, se retirará a todo el personal y las herramientas que no fuesen indispensables para el restablecimiento de la tensión. Sólo entonces se normalizará la instalación, y siempre en el siguiente orden:

- Retirada de la señalización de los límites de la zona de trabajo.
- Retirada de los dispositivos de puesta a tierra y en cortocircuito.
- Desbloqueo y retirada de la señalización en los elementos de corte.
- Cierre de los circuitos para reponer el servicio.

Flujograma de localización y aislamiento de averías en circuitos MT

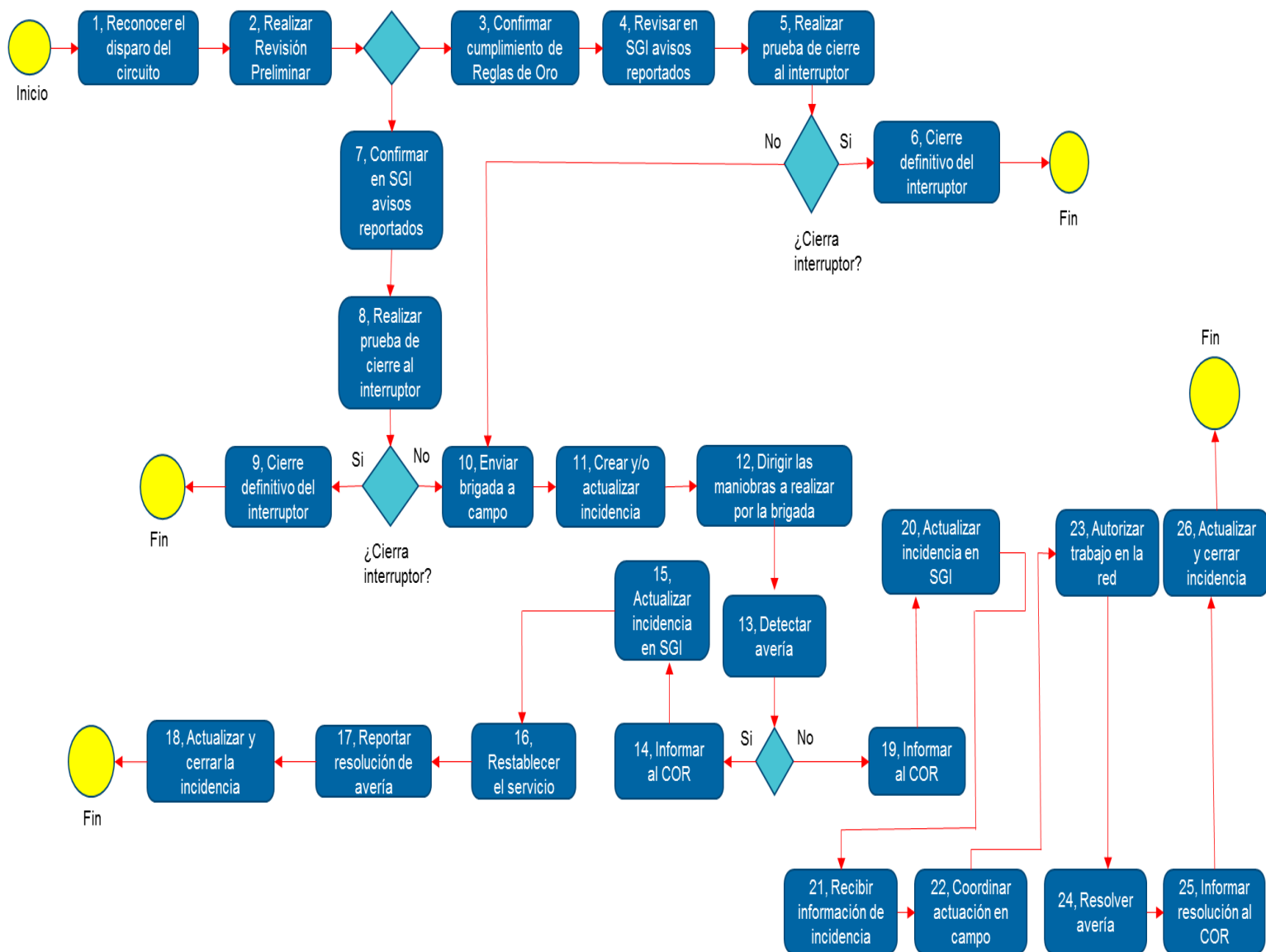


Figura 13. Flujograma de localización y aislamiento de averías en circuitos MT

Tabla 2. Descripción del Procedimiento
Localización y Aislamiento de Averías en Circuitos MT

Actividad	Descripción de Actividad	Responsable
Inicio		
1. Reconocer disparo del circuito	Analiza las alarmas enviadas desde SCADA, revisa los Avisos reportados en SGI.	Operador COR
2. Realizar revisión preliminar	Revisa si el circuito disparado la red se encuentra en condición normal de explotación, la ubicación de las BOM, cualquier personal trabajando, los descargos en ejecución, etc.	Operador COR
¿Brigadas trabajando?	Si hay brigadas trabajando, pasa actividad 3. Si No hay brigadas trabajando, pasa actividad 7.	
3. Confirmar cumplimiento de normas e informa sobre disparo	Informa sobre disparo del Interruptor a la (s) brigada (s) en campo. Confirma el cumplimiento de las cinco reglas de oro y que el personal está fuera de peligro para ejecutar prueba de cierre.	Operador COR
4. Revisar en SGI Avisos reportado	Revisar en el SGI si existen Avisos reportando alguna posible Avería en el circuito afectado.	Operador COR
5. Realizar prueba de cierre al Interruptor	Procede a realizar una prueba (procura que siempre sea antes de 3 minutos), cerrando el Interruptor que actuó.	Operador COR
¿Cierra Interruptor?	Si cierra el interruptor, pasa actividad 6. Si No cierra el interruptor, pasa actividad 10.	
6. Cierre definitivo del Interruptor	Cierre definitivo del interruptor.	Operador COR
Fin del Procedimiento		
7. Confirmar en SGI Avisos reportados	Confirma en el SGI si existen avisos reportando alguna posible Avería en el circuito afectado.	Operador COR
8. Realizar prueba de cierre de Interruptor	Procede a realizar una prueba (procura que siempre sea antes de 3 minutos), cerrando el Interruptor que actuó.	Operador COR
¿Cierra Interruptor?	Si cierra el interruptor, pasa actividad 9. Si No cierra el interruptor, pasa actividad 10.	
9. Cierre definitivo del Interruptor	Cierre definitivo del interruptor.	Operador COR
Fin del Procedimiento		
10. Enviar brigada a campo	Envía la brigada al campo (BOM).	Operador COR
11. Crear y/o actualizar Incidencia	Si el SCADA generó de forma automática la incidencia des disparo, actualiza los datos.	Operador COR

12. Dirigir las maniobras a realizar por la brigada	Dirige las maniobras a realizar por la brigada a los puntos de seccionamiento a maniobrar, para localizar la Avería mediante recorrido de circuito.	Operador COR
13. Detectar Avería	Detecta avería en campo que provocó el disparo del interruptor.	Brigadas Técnicas
¿Capacidad para resolver?	Si tiene capacidad para resolver la avería, pasa actividad 14. Si no tiene capacidad para resolver la avería, pasa actividad 17.	
14. Informar al COR	Informa al COR	Brigadas Técnicas
15. Actualizar Incidencia en SGI	Actualiza los datos de la incidencia en el SGI, indicando la avería encontrada, la ubicación, hora estimada de resolución, etc.	Operador COR
16. Restablecer el servicio	Reparar la avería encontrada y restablecer el servicio eléctrico (Normalización).	Brigadas Técnicas
17. Reportar resolución de Avería	Reportar al COR, una vez finalizado el trabajo, el tiempo real de duración y finalización, los inconvenientes presentados y los materiales usados en la reparación.	Brigadas Técnicas
18. Actualizar y cerrar la Incidencia	Actualiza los datos de la incidencia con toda la información obtenida de la Brigada Técnica, pasa la Incidencia a Estado Resuelta en SGI.	Operador COR
Fin del Procedimiento		
19. Informar al COR	Informa al COR que no puede resolverla en su totalidad por requerir la atención de otras unidades técnicas.	Brigadas Técnicas
20. Actualizar Incidencia en SGI	Actualiza los datos de la incidencia en el SGI, indicando la avería encontrada y la ubicación, y la direcciona a la unidad técnica correspondiente encargada efectuar la reparación.	Operador COR
21. Recibir información de Incidencia	Recibe información de la incidencia.	Unidades Técnicas
22. Coordinar actuación en campo	La brigada de la unidad técnica se reporta en campo con todos los medios necesarios para efectuar la reparación	Unidades Técnicas
23. Autorizar trabajo en Red	Autoriza a la unidad técnica los trabajos en la red.	Operador COR
24. Resolver Avería	Resuelve avería en campo.	Unidades Técnicas
25. Informar resolución al COR	Informa al COR, una vez finalizado el trabajo.	Unidades Técnicas
26. Actualizar y cerrar la Incidencia	Actualiza los datos de la Incidencia con toda la información obtenida de la brigada técnica, pasa la incidencia a estado resuelta en SGI.	Operador COR
Fin del Procedimiento		

7.5 Ejemplo de localización de avería en la red de distribución

Las contingencias en los sistemas de distribución eléctrica son fallas que originan interrupciones del servicio a los clientes. Sistemas confiables permiten que las fallas se despejen automáticamente, minimizando el número de clientes afectados a través de la operación de los equipos de protección y seccionamiento y reconfiguración de los alimentadores. El entendimiento de este proceso es importante para entender la confiabilidad de los sistemas de distribución eléctrica. (Collantes, 2010)

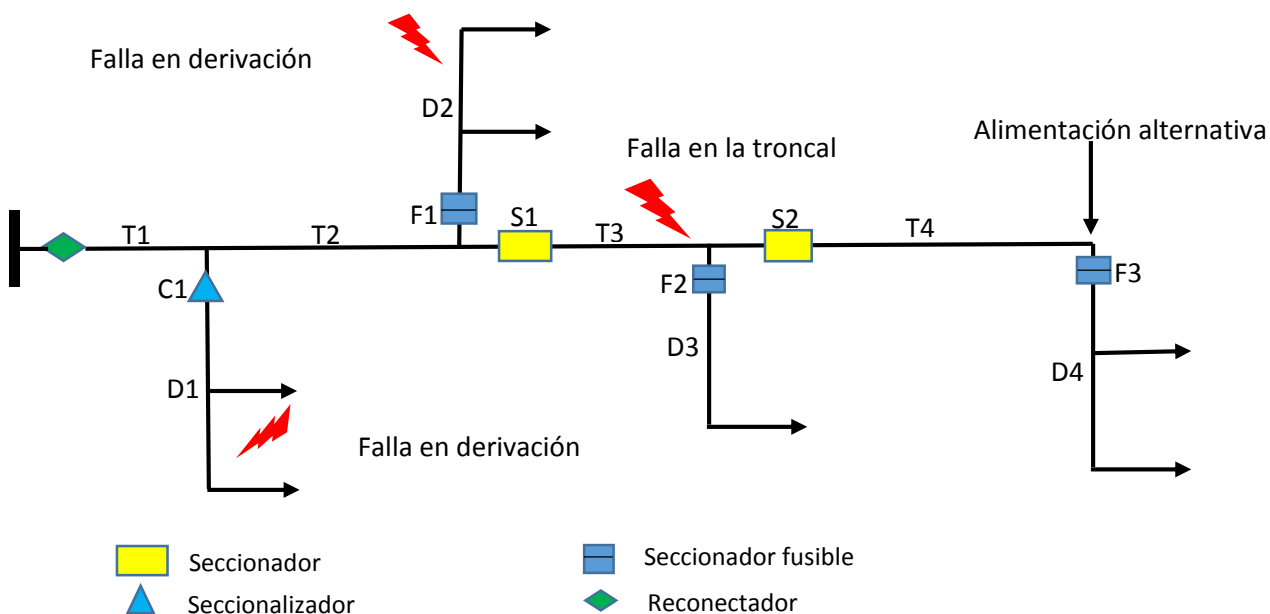


Figura 10. Ejemplo de localización de avería.

Una falla en el tramo troncal T3 origina la apertura del reconectador R1, que cierra después de un tiempo establecido. Si la falla no se detecta entonces se habrá despejado, experimentando los clientes del alimentador una interrupción momentánea. Si la falla persiste el reconectador R1 se abre y cierra de nuevo. Después de un número establecido de recierres, si la falla persiste el reconectador R1 queda abierto, experimentando los clientes una falla permanente. Cuando la falla es localizada, esta se aísla abriendo el seccionador S1, luego, el reconectador R1 se cierra y se repone el servicio a los clientes aguas arriba del seccionador S1.

Como se cuenta con una alimentación alternativa se abre el seccionador S2 y se repone el servicio a los clientes conectados aguas abajo de dicho seccionador. En este caso, se habrá efectuado una reconfiguración del alimentador. Después de reparar la falla, el sistema se retorna a su estado prefalla.

En el caso de una falla en la derivación D2, una opción del despeje de la falla es la apertura del reconectador R1 antes de que el fusible del seccionador F1 se funda. Después del cierre del reconectador R1, si la falla no se detecta se habrá despejado, experimentando los clientes una interrupción momentánea.

En caso contrario, el reconectador R1 permitirá que el fusible del seccionador F1 se funda. En esa situación, los clientes de la derivación D2 experimentarán una falla permanente. Otra opción, es aislar la derivación D2 sin afectar el resto del alimentador. Esto se logra permitiendo que el fusible del seccionador F1 se funda ante la aparición de la falla, originando una interrupción permanente en los clientes de la derivación D2 pero sin afectar a los clientes del resto del alimentador.

En el caso de una falla en la derivación D1, el seccionalizador C1 detecta la falla e incrementa su contador a uno. El reconectador R1 apertura y cierra dando un tiempo para el despeje de la falla. Si la falla persiste, el contador se incrementa a dos. Cuando el contador alcanza un valor preestablecido, el seccionalizador C1 se abre la próxima vez que apertura el reconectador R1.

Entonces, la falla es aislada la próxima vez que el reconectador R1 cierra. Esta alternativa de despeje de falla es utilizada cuando es difícil la coordinación de los seccionadores fusibles con la protección de cabecera (reconectador R1).

En conclusión, las diferentes opciones de colocación de equipos de protección y seccionamiento y alimentaciones alternativas, permiten reducir los tiempos de reposición del servicio ante fallas permanentes, así como reducir la cantidad de clientes afectados hasta la reparación de las mismas.

8. Calidad de Suministro

La calidad de suministro está referida a la existencia o no de tensión en un punto de entrega. Cuando la tensión desaparece en el punto de entrega, se dice que hay una interrupción del suministro.

Un aspecto importante de la calidad de suministro es la forma de medirla, para lo cual se utilizan indicadores. No existe un indicador que sea capaz de medir la calidad de suministro total. Es necesario medir una característica de interés con un indicador asociado, lo cual conlleva a la existencia de multitud de indicadores. Dependiendo de la utilización que se quiera hacer del indicador, se puede calcular en modo histórico o predictivo.

En modo histórico, los indicadores se determinan a partir de registros de incidencias y/o a partir de información del funcionamiento del sistema eléctrico, permitiendo evaluar la calidad de suministro proporcionada y realizar análisis comparativos y de tendencias. En modo predictivo, se determinan los valores medios y/o máximos esperados, a través de modelos de confiabilidad aplicados al sistema eléctrico, permitiendo identificar zonas que requieren mejora de la calidad de suministro, realizar análisis de expansión del sistema eléctrico y evaluar el impacto de inversiones. La información necesaria comprende datos de confiabilidad de los componentes, topología del sistema eléctrico, así como cantidad de clientes y su demanda.

La mayoría de indicadores definidos en las regulaciones de calidad de suministro, analizan individualmente la calidad de suministro proporcionada a un cliente o evalúan el comportamiento del sistema eléctrico desde un punto de vista global. En ese sentido, se distinguen indicadores individuales, que reflejan el nivel de calidad de suministro de un cliente en particular, e indicadores globales, que reflejan el nivel de calidad de suministro medio del sistema eléctrico, definido este como una parte de las instalaciones eléctricas, una zona, una región, etc.

Existen varios tipos de indicadores de calidad, entre ellos están:

8.1 Indicadores individuales o del cliente

Los indicadores individuales miden la calidad de suministro proporcionada a un cliente en particular. Recogen el número de veces que es interrumpido un cliente y el tiempo que está sin suministro. En ese sentido, los parámetros básicos son “número de interrupciones” y

“duración de cada interrupción”, a partir de los cuales es posible estimar los indicadores individuales propiamente dichos. Los más usados son:

- Número de interrupciones (fallas/periodo).
- Duración media de interrupciones (horas/interrupción).
- Duración total de interrupciones (horas/periodo).
- Energía no suministrada (kWh/periodo).

Los indicadores individuales están orientados a controlar individualmente los excesos de cantidad y duración de interrupciones en los clientes.

8.2 Indicadores Globales o del Sistema

Los indicadores globales reflejan el nivel de calidad de suministro medio del sistema eléctrico, definido este como una parte de las instalaciones eléctricas, una zona, una región, etc., que involucra una cantidad determinada de clientes.

Estos indicadores globales suelen ser medidas ponderadas de los indicadores individuales de dichos clientes.

Al igual que los indicadores individuales, recogen el número de interrupciones y la duración de las mismas. Los indicadores globales han sido y siguen siendo los indicadores más utilizados para medir la calidad de suministro. Según se basen en información de los clientes, de la potencia, de la carga, etc., estos se pueden clasificar como se indica a continuación.

- Indicadores basados en los clientes.
- Indicadores basados en la potencia.
- Indicadores basados en la energía.

Son los más utilizados ya que ponderan equitativamente cada cliente. Son muy usados por la entidad de regulación debido a que dan igual importancia a un pequeño cliente residencial que a un gran cliente industrial. Generalmente, son considerados como una buena medida de la confiabilidad del sistema eléctrico y son a menudo utilizados para análisis comparativos y establecimiento de objetivos. Los principales indicadores son:

8.2.1 System Average Interruption Frequency Index (Índice de frecuencia de interrupción promedio del sistema, SAIFI).

Ecuación 1.

$$SAIFI = \frac{\text{Número Total de Interrupciones de clientes}}{\text{Número Total de Interrupciones de clientes}}$$

El indicador SAIFI representa la cantidad promedio de interrupciones que experimenta un cliente durante un periodo de tiempo. Para una cantidad fija de clientes, la única manera de mejorar el indicador SAIFI es reducir la cantidad de interrupciones. Por ello, una mejora del indicador SAIFI implica una mejora de la confiabilidad del sistema eléctrico.

8.2.2 System Average Interruption Duration Index (Índice de duración de interrupción promedio del sistema, SAIDI)

Ecuación 2.

$$SAIDI = \frac{\text{Duración Total de Interrupciones de los clientes}}{\text{Número Total de Clientes}}$$

El indicador SAIDI representa la duración promedio de interrupciones que experimenta un cliente durante un periodo de tiempo. Para una cantidad fija de clientes, el indicador SAIDI puede ser mejorado reduciendo la cantidad de interrupciones o la duración de las mismas. Debido a que estos dos parámetros reflejan la mejora de la confiabilidad, una reducción del indicador SAIDI indica una mejora de la confiabilidad del sistema eléctrico.

8.2.3 Customer Average Interruption Frequency Index (Índice de frecuencia de interrupción promedio del cliente, CAIFI).

Ecuación 3.

$$CAIFI = \frac{\text{Número Total de Interrupciones de los clientes}}{\text{Número Total de Clientes Interrumpidos}}$$

El indicador CAIFI representa la cantidad promedio de interrupciones que experimenta un cliente interrumpido durante un periodo de tiempo. Está orientado a evaluar la tendencia de la calidad de suministro de los clientes interrumpidos. El menor valor que puede tomar el indicador CAIFI es uno.

8.2.4 Customer Average Interruption Duration Index (Índice de duración de interrupción promedio del cliente, CAIDI).

Ecuación 4.

$$CAIDI = \frac{\text{Duración Total de Interrupciones de los clientes}}{\text{Número Total de Clientes Interrumpidos}}$$

El indicador CAIDI representa la duración promedio de interrupciones de un cliente interrumpido durante un periodo de tiempo. También está asociado al tiempo de respuesta de la empresa distribuidora ante fallas. El indicador CAIDI puede ser mejorado reduciendo la duración de las interrupciones pero también incrementando el número de interrupciones. En ese sentido, una reducción del indicador CAIDI no necesariamente refleja una mejora de la confiabilidad del sistema eléctrico.

8.2.5 Average Service Availability Index (Índice de disponibilidad de servicio promedio, ASAI)

Ecuación 5.

$$ASAI = \frac{\text{Horas Disponibles del Servicio}}{\text{Horas Demandadas}}$$

El indicador ASAI brinda la misma información que el indicador SAIDI pero de forma relativa. Un valor alto del indicador ASAI refleja altos niveles de confiabilidad. A diferencia del indicador SAIDI que se expresa en horas por periodo, el indicador ASAI se expresa en por unidad o en tanto por ciento.

8.2.6 Average Service Unavailability Index (Índice de falta de disponibilidad del servicio, ASUI).

Ecuación 6.

$$ASUI = 1 - ASAI = \frac{\text{Horas Indisponibles del Servicio}}{\text{Horas Demandadas}}$$

El indicador ASUI es el complemento del indicador ASAI. También se expresa en por unidad o en tanto por ciento.

8.3 Indicadores basados en la potencia

Ponderan los clientes basándose en la potencia conectada en vez de equitativamente. Los principales indicadores son:

8.3.1 Average System Interruption Frequency Index (Índice de frecuencia promedio de interrupción del sistema, ASIFI).

Ecuación 7.

$$ASIFI = \frac{\text{Total Potencia Conectada Interrumpida}}{\text{Total Potencia Conectada}}$$

8.3.2 System Interruption Duration Index (Índice de duración de la interrupción del sistema, ASIDI).

Ecuación 8.

$$ASIDI = \frac{\text{Total Potencia Interrumpida por las Horas Interrumpidas}}{\text{Total Potencia Conectada}}$$

Los indicadores basados en la potencia fueron los primeros indicadores de calidad de suministro utilizados, debido a que en el pasado, las empresas distribuidoras conocían sólo la potencia de las subestaciones de distribución, es decir, no conocían la cantidad de clientes conectados a dichas subestaciones. Hoy en día, los sistemas de información, en especial, los sistemas de información geo referenciada (utilizan coordenadas geográficas), asocian los clientes con las subestaciones de distribución, permitiendo calcular fácilmente los indicadores basados en los clientes.

Desde el punto de vista de las empresas distribuidoras, es probable que los indicadores ASIFI y ASIDI representen una mejor aproximación de la calidad de suministro en vez de los indicadores SAIFI y SAIDI, ya que mayor potencia implica mayores ingresos y debe ser ponderada según su magnitud a la hora de tomar decisiones de inversión. Sin embargo, podría darse el caso que las inversiones se orienten a pocos clientes de gran demanda, perjudicando la calidad de suministro del sistema eléctrico.

8.4 Indicadores basados en la energía

Energy Not Supplied Index (ENS)

ENS = Total Energía No Suministrada por las Interrupciones.

8.4.1 Average System Curtailment Index (Índice promedio de reducción del sistema, ASCI).

Ecuación 9.

$$ASCI = \frac{\text{Total Energía No suministrada por las interrupciones}}{\text{Número Total de Clientes}}$$

8.4.2 Average Customer Curtailment Index (Índice de reducción de clientes promedio, ACCI).

Ecuación 10.

$$ACCI = \frac{\text{Total Energía No Suministrada por las interrupciones}}{\text{Número Total de Clientes Interrumpidos}}$$

Los indicadores basados en la energía toman en cuenta un parámetro no mensurable, implicando una estimación de los mismos. Por ello, es importante establecer una metodología de estimación de la energía no suministrada, ya sea por proyecciones de la energía consumida al momento de la interrupción, registros de consumo o diagramas de carga típicos, a efectos de análisis comparativos y de tendencias. Se utilizan principalmente para efectos de compensaciones por calidad de suministro.

9. Indicadores de calidad utilizados en Nicaragua

La normativa de calidad del servicio eléctrico tiene por objeto establecer los procedimientos y criterios aplicables en las relaciones entre la Empresa de Distribución de energía eléctrica y sus clientes o consumidores de energía eléctrica, referidas a la función de distribución y de comercialización. Además, en los anexos incluye el rango de los valores de los indicadores de calidad admitidos por el Instituto Nicaragüense de Energía (INE), son los siguientes:

Continuidad del servicio

Los valores tope admitidos para los índices de interrupción por kVA nominal instalado (frecuencia media de interrupción FMIK y tiempo total de interrupción TTIK), por semestre en caso de fallas debidas a la red de Distribución (Media Tensión y/o baja tensión) son los siguientes:

a. Sub etapa 1.

a.1) $FMIK \leq 2.5$ veces por semestre

a.2) $TTIK \leq 7$ horas por semestre

b. Sub etapa 2.

b.1) $FMIK \leq 2.1$ veces por semestre

b.2) $TTIK \leq 5.8$ horas por semestre

c. Sub etapa 3.

c.1) $FMIK \leq 1.8$ veces por semestre

c.2) $TTIK \leq 4.6$ horas por semestre

Nota: Los valores reales con los que se está evaluando los indicadores de calidad son 3.3 y 6.4 por semestre, frecuencia media de interrupciones por KVA nominal instalado y tiempo total de interrupciones por KVA nominal instalados; respectivamente.

La energía no suministrada asociada al incumplimiento de los indicadores máximos, se calculará de acuerdo a lo siguiente:

Sub etapa 1 / causas internas.

Si se excede FMIK:

$$ENS = (kWh) = (FMIK \text{ excedido} - 2.5) * \left(\frac{TTIK}{FMIK} \right) excedidos * Pti$$

Donde Pti es el cociente entre la energía facturada por cada Empresa de Distribución en el semestre inmediato anterior al semestre controlado, y la cantidad total de horas del semestre correspondiente.

Si se excede TTIK:

$$ENS (kWh) = (TTIK \text{ excedido} - 7) * Pti$$

Sub etapa 2 / causas internas.

Si se excede FMIK:

$$ENS (kWh) = (FMIK \text{ excedido} - 2.1) * \left(\frac{TTIK}{FMIK} \right) excedidos * Pti$$

Si se excede TTIK

$$ENS (kWh) = (TTIK \text{ excedido} - 2.8) * Pti$$

Sub etapa 3 / causas internas.

Si se excede FMIK:

$$ENS (kWh) = (FMIK \text{ excedido} - 1.8) * \left(\frac{TTIK}{FMIK} \right) * Pti$$

Si se excede TTIK:

$$ENS (kWh) = (TTIK \text{ excedido} - 4.6) * Pti$$

Nota: Los descuentos tarifarios se determinarán sobre la base de la energía no suministrada. Cada kWh no suministrado a compensar se valorizará a 0,42 \$/kWh.

Etapas de implementación de la normativa. Las exigencias en cuanto al cumplimiento de los parámetros de calidad preestablecidos en la presente normativa se aplicarán de acuerdo a un cronograma de implementación gradual:

- **Etapas Preliminar.** La etapa preliminar abarca desde la fecha de inicio de la vigencia de la Concesión hasta finalizar los siguientes doce (12) meses consecutivos. Durante esta etapa la empresa de distribución presentará los métodos y procedimientos para recopilar la información y calculará los indicadores de calidad, los que se revisarán, completarán y ajustarán con el INE para su aprobación y utilización para el control de la calidad en las etapas siguientes:
- **Etapas de Prueba.** La etapa de prueba abarca desde el día posterior a la fecha de finalización de la Etapa Preliminar hasta finalizar los siguientes doce (12) meses consecutivos. Se aplicarán los métodos y procedimientos de control definidos en la etapa preliminar de esta normativa y que se utilizarán en la etapa 1. La empresa de distribución calculará los indicadores y entregará al INE la información e indicadores calculados. Si resultara que se exceden los parámetros de calidad definidos en ésta Normativa, el INE y las distribuidoras calcularán los correspondientes descuentos pero no se aplicarán en forma efectiva a las tarifas. Los resultados de los cálculos por incumplimientos se utilizarán en cambio para la evaluación de la Etapa 1.
- **Etapas 1.** La etapa 1 abarca desde el día posterior a la fecha de finalización de la etapa de prueba hasta finalizar los siguientes treinta y seis (36) meses consecutivos. Se subdividirá en tres (3) sub etapas iguales, de doce (12) meses consecutivos de duración cada una. Se aplicarán los métodos y procedimientos de control definidos en la etapa preliminar de esta normativa. Se exigirá el cumplimiento de los indicadores y valores prefijados para esta etapa. Todo incumplimiento dará lugar a la aplicación de descuentos tarifarios a la empresa de distribución y también sanciones si se amerita por parte de INE, conforme se establecen en la presente normativa.

- **Etapa 2.** La etapa 2 abarca desde el día posterior a la fecha que finalice la Etapa 1. Se controlará la prestación del servicio en cada suministro. Para ello, cada empresa de distribución deberá contar con sistemas de adquisición y tratamiento de información adecuados por suministro, que posibiliten al INE efectuar los controles previstos en esta normativa. Se tolerarán un límite máximo en las variaciones de tensión, en la cantidad de cortes mayores de tres (3) minutos de duración y en el tiempo total sin servicio. En cada suministro en que se excedan estos valores, la empresa de distribución deberá reconocer al cliente afectado un crédito en la facturación del semestre inmediatamente posterior al registro, cuyo monto será proporcional a la energía suministrada en condiciones no satisfactorias (variaciones de tensión mayores a las admitidas), o a la energía no suministrada (frecuencia y duración de los cortes por encima de los admitidos), calculado de acuerdo a la metodología que se establece en esta normativa.

Ámbito de control. Para la determinación de los índices que permitan el control de la calidad del servicio en los términos establecidos en la presente normativa se considerarán las fallas en la red de distribución, denominadas fallas internas. Los límites de la red de la empresa de distribución sobre la cual se calcularán los indicadores internos son, por un lado los terminales de cada alimentador de distribución primaria (en media tensión) en la estación transformadora de transmisión a distribución primaria, y por el otro, la salida a la red de distribución secundaria del transformador de rebaje hasta el punto de medición del cliente. A los efectos de la aplicación de la presente Normativa no se computarán las interrupciones menores a tres (3) minutos.

9.1 Frecuencia media de interrupción (FMIK)

Para un periodo determinado, representa la cantidad de veces que el kVA promedio sufrió una interrupción de servicio.

Fórmula

$$FMIK = \left(\frac{(SUM\ i)(kVA\ fs\ i)}{kVA\ inst} \right)$$

Dónde:

(SUM i) (kVA fs i): Sumatoria de la potencia de los transformadores de rebaje, expresada en kVA nominales, fuera de servicio en las interrupciones del semestre que se está controlando.
kVA inst: Potencia total instalada de los transformadores de rebaje, expresada en kVA.

9.2 Tiempo total de interrupción (TTIK):

Para un periodo determinado, representa el tiempo total en que el kVA promedio no tuvo servicio.

Fórmula

$$TTIK = \left(\frac{(SUM\ i)(kVA\ fs\ i) * (T\ fs\ i)}{kVA\ inst} \right)$$

Dónde:

(SUM i) (kVA fs i)*(T fs i): Sumatoria para todas las interrupciones del semestre que se está controlando la potencia de los transformadores de rebaje, expresada en kVA nominales, fuera de servicio en cada interrupción, multiplicada por el tiempo que han permanecido fuera de servicio los transformadores de rebaje afectados por la interrupción.

Calidad de la tensión suministrada: las variaciones porcentuales de la tensión admitidas con respecto al valor nominal en el punto de suministro al cliente son las siguientes:

- Suministros desde la red primaria de distribución: - 6 % / + 6 %
- Suministros desde la red secundaria de distribución: - 8 % / + 8 %
- Suministros rurales: - 10 % / + 10 %

Aplicación de los Indicadores

Dependiendo del aspecto que se requiera evaluar, se elegirán uno u otros indicadores para representar la calidad de suministro o confiabilidad del sistema eléctrico. En cualquier caso es importante tomar indicadores que tengan en cuenta la frecuencia y duración de las interrupciones, ya que permiten evaluar si el comportamiento medio del sistema eléctrico en términos de calidad de suministro, se debe a un único evento prolongado o a varios eventos de menor duración.

Tratándose de la evaluación del rendimiento del sistema eléctrico, los indicadores FMIK y TTIK son los más apropiados, ya que; como se mencionó tienen la ventaja de ponderar equitativamente los kVA nominal instalados de los clientes, de esta forma se evalúa la calidad de suministro del conjunto de kVA nominal instalados del sistema eléctrico. Por otro lado, estos indicadores al evaluar el nivel de calidad de suministro promedio del sistema eléctrico, indirectamente evalúan la situación y funcionamiento de las instalaciones eléctricas (estado en términos de mantener las instalaciones eléctricas adecuadamente durante su vida útil; operación y selectividad de los equipos de protección y seccionamiento; acciones de reposición del servicio eléctrico; mantenimiento preventivo de las instalaciones eléctricas; etc.), lo cual es importante para velar por una prestación del servicio eléctrico que cubra la demanda con calidad y seguridad.

10. Resultados de los indicadores de calidad del año 2018.

Las siguientes tablas y gráficos representan los valores de los indicadores de calidad determinados a partir de una base de datos propiamente de la empresa de Disnorte-Dissur, dichos cálculos describen el comportamiento de la red de distribución y el desempeño desarrollado en el año 2018. Durante los 12 meses los valores calculados a través de datos reales están dentro del rango admitido según la normativa de Instituto Nicaragüense de energía (INE), quien es el ente regulador de Disnorte-Dissur, estos valores son: 3.3 para el indicador de Frecuencia media de interrupción por kVA nominal instalado (FMIK) y 6.4 para el indicador de tiempo total de interrupción por kVA nominal instalado (TTIK).

Fuertes vientos, causa del incremento de los indicadores de calidad en el sector Norte, Oriente y Sur, dentro de los límites establecidos según la normativa del INE (Instituto Nicaragüense de Energía).

Tabla 3. Valores de indicadores de calidad en el mes de Enero 2018.

Mes	Sector	Indicador Distribución 2018	
		FMIK	TTIK
Enero	Managua	0.53	0.52
	Norte	3.26	6.10
	Occidente	1.30	2.77
	Oriente	1.90	5.95
	Sur	2.93	6.41
	Total	1.41	2.70

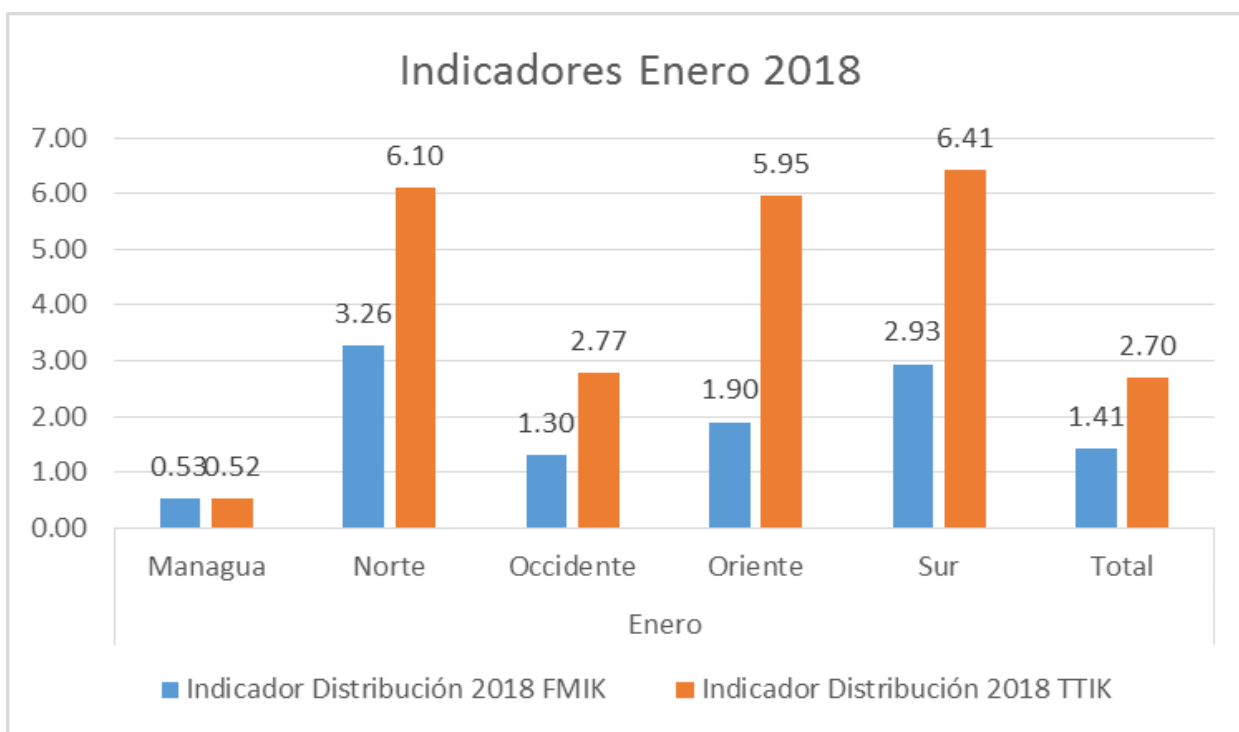


Gráfico 1. Valores de indicadores de calidad en el mes de Enero 2018.

Fuertes vientos, disparos de líneas de transmisión, vandalismo son las causas del incremento de los indicadores en el sector Norte, Oriente y Sur, dentro de los límites establecidos según la normativa del INE (Instituto Nicaragüense de Energía).

Tabla 4. Valores de indicadores de calidad en el mes de Febrero 2018.

Mes	Sector	Indicador Distribución 2018	
		FMIK	TTIK
Febrero	Managua	0.44	0.53
	Norte	1.93	3.88
	Occidente	0.77	1.31
	Oriente	1.65	2.59
	Sur	1.92	2.77
	Total	0.97	1.52

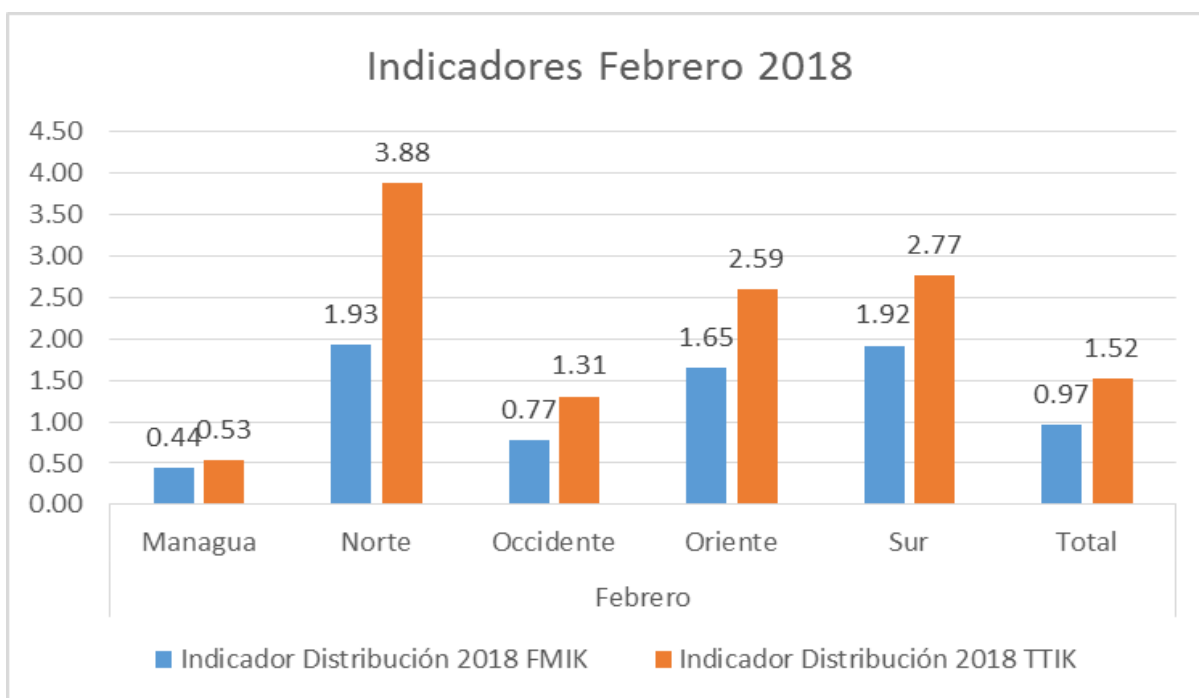


Gráfico 2. Valores de indicadores de calidad en el mes de Febrero 2018.

Fuertes vientos, pérdida de aislamiento de los materiales, rotura de los conductores son las causas del incremento de los indicadores en el sector Norte, Oriente y Sur, dentro de los límites establecidos según la normativa del INE (Instituto Nicaragüense de Energía).

Tabla 5. Valores de indicadores de calidad en el mes de Marzo 2018.

Mes	Sector	Indicador Distribución 2018	
		FMIK	TTIK
Marzo	Managua	0.48	0.67
	Norte	2.37	4.35
	Occidente	1.13	1.94
	Oriente	1.92	3.54
	Sur	2.65	5.55
	Total	1.23	2.24

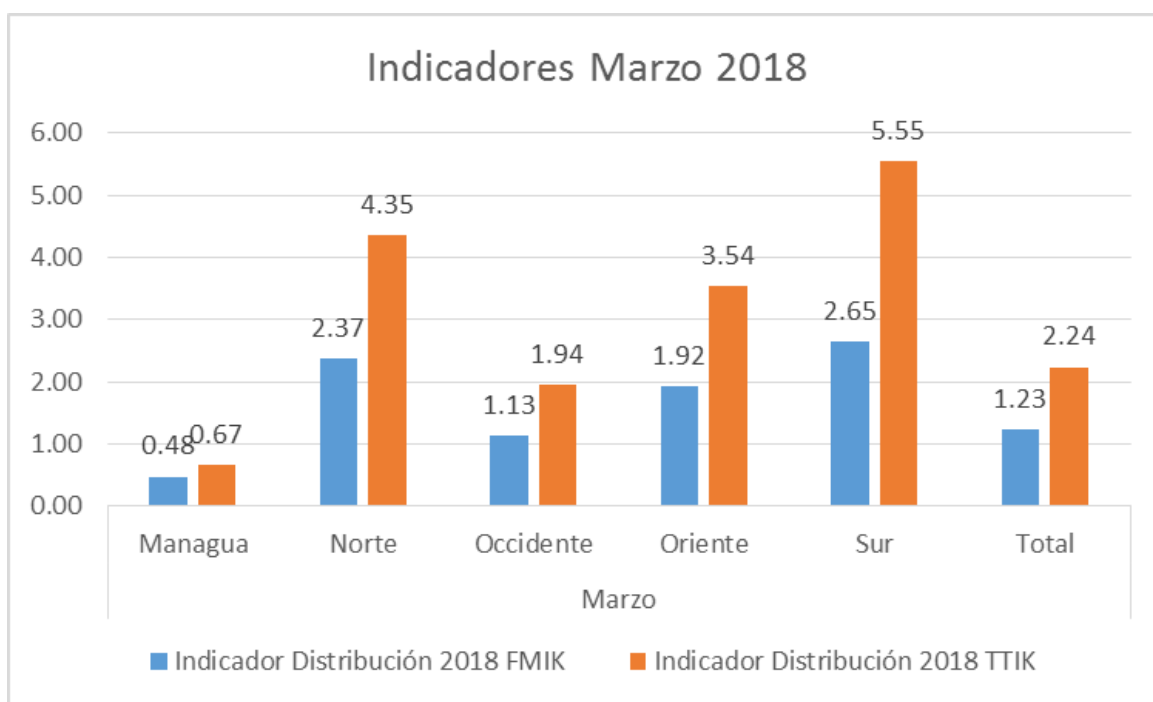


Gráfico 3. Valores de indicadores de calidad en el mes de Marzo 2018.

Fuertes vientos, árbol o ramas sobre la red, postes quebrados y podridos son las causas del incremento de los indicadores en el sector Norte, Oriente y Sur, dentro de los límites establecidos según la normativa del INE (Instituto Nicaragüense de Energía).

Tabla 6. Valores de indicadores de calidad en el mes de Abril 2018.

Mes	Sector	Indicador Distribución 2018	
		FMIK	TTIK
Abril	Managua	0.76	0.77
	Norte	2.58	6.77
	Occidente	1.76	2.52
	Oriente	2.17	4.49
	Sur	2.31	3.60
	Total	1.45	2.41

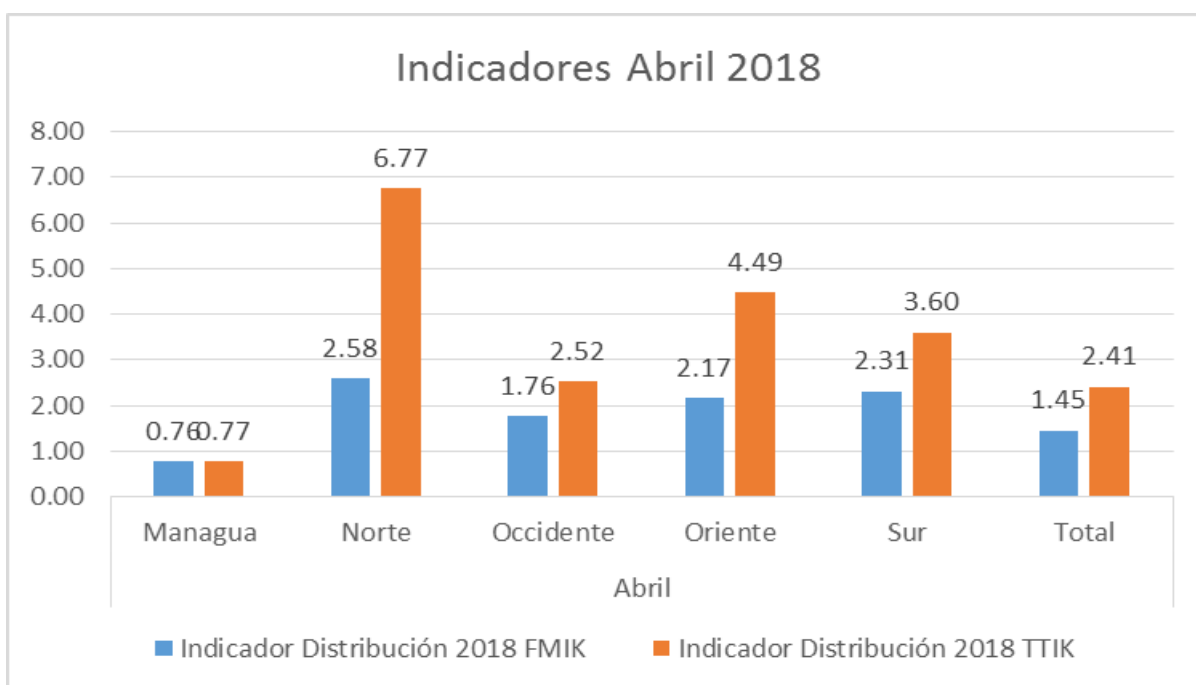


Gráfico 4. Valores de indicadores de calidad en el mes de Abril 2018.

Fuertes vientos, tormentas, robo de materiales son las causas del incremento de los indicadores en el sector Norte, Oriente y Sur, dentro de los límites establecidos según la normativa del INE (Instituto Nicaragüense de Energía) a excepción del sector Norte. Sin embargo, a nivel nacional están dentro del rango.

Tabla 7. Valores de indicadores de calidad en el mes de Mayo 2018.

Mes	Sector	Indicador Distribución 2018	
		FMIK	TTIK
Mayo	Managua	0.76	0.77
	Norte	2.58	6.77
	Occidente	1.76	2.52
	Oriente	2.17	4.49
	Sur	2.31	3.60
	Total	1.45	2.41

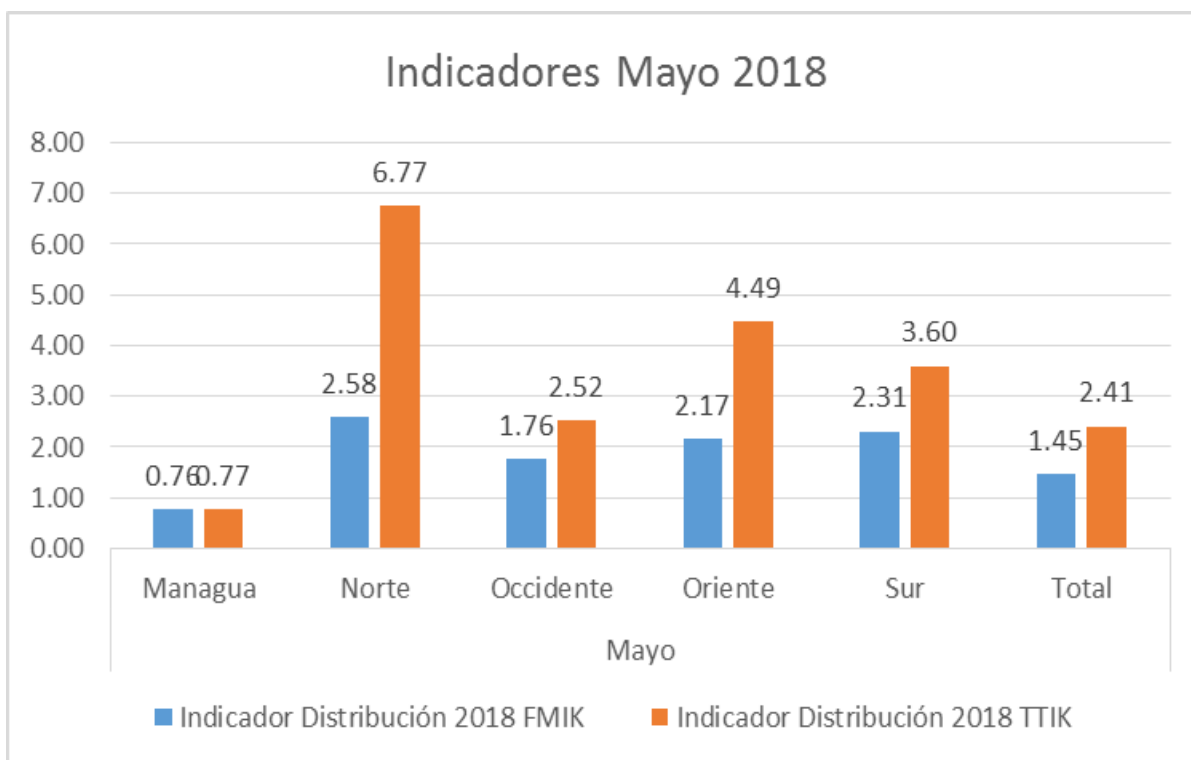


Gráfico 5. Valores de indicadores de calidad en el mes de Mayo 2018.

Bloqueos de acceso de carreteras, fuertes lluvias, inundación son las causas del incremento de los indicadores a nivel nacional, dentro de los límites establecidos según la normativa del INE (Instituto Nicaragüense de Energía) el total a nivel nacional.

Tabla 8. Valores de indicadores de calidad en el mes de Junio 2018.

Mes	Sector	Indicador Distribución 2018	
		FMIK	TTIK
Junio	Managua	1.05	1.29
	Norte	3.83	7.61
	Occidente	2.19	4.61
	Oriente	2.60	6.72
	Sur	3.25	6.60
	Total	2.00	3.70

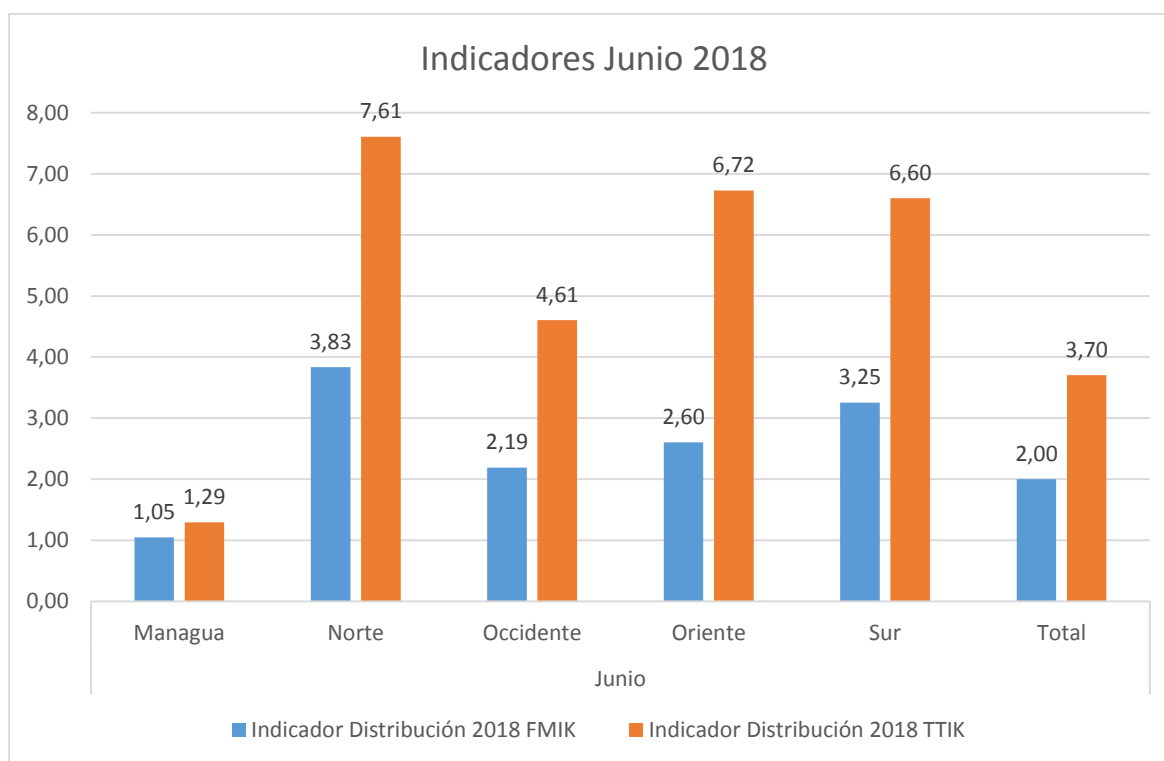


Gráfico 6. Valores de indicadores de calidad en el mes de Junio 2018.

Bloqueos de acceso de carreteras, transformadores quemados, postes caídos, postes quebrados, vandalismo, son las causas del incremento de los indicadores a nivel nacional a excepción del sector Managua, en este caso sobrepasaron los límites establecidos según la normativa del INE (Instituto Nicaragüense de Energía) por sector, a nivel nacional están dentro del rango permitido.

Tabla 9. Valores de indicadores de calidad en el mes de Julio 2018.

Mes	Sector	Indicador Distribución 2018	
		FMIK	TTIK
Julio	Managua	0.96	1.18
	Norte	4.13	10.21
	Occidente	2.10	5.20
	Oriente	2.36	5.47
	Sur	3.26	8.45
	Total	1.97	4.29

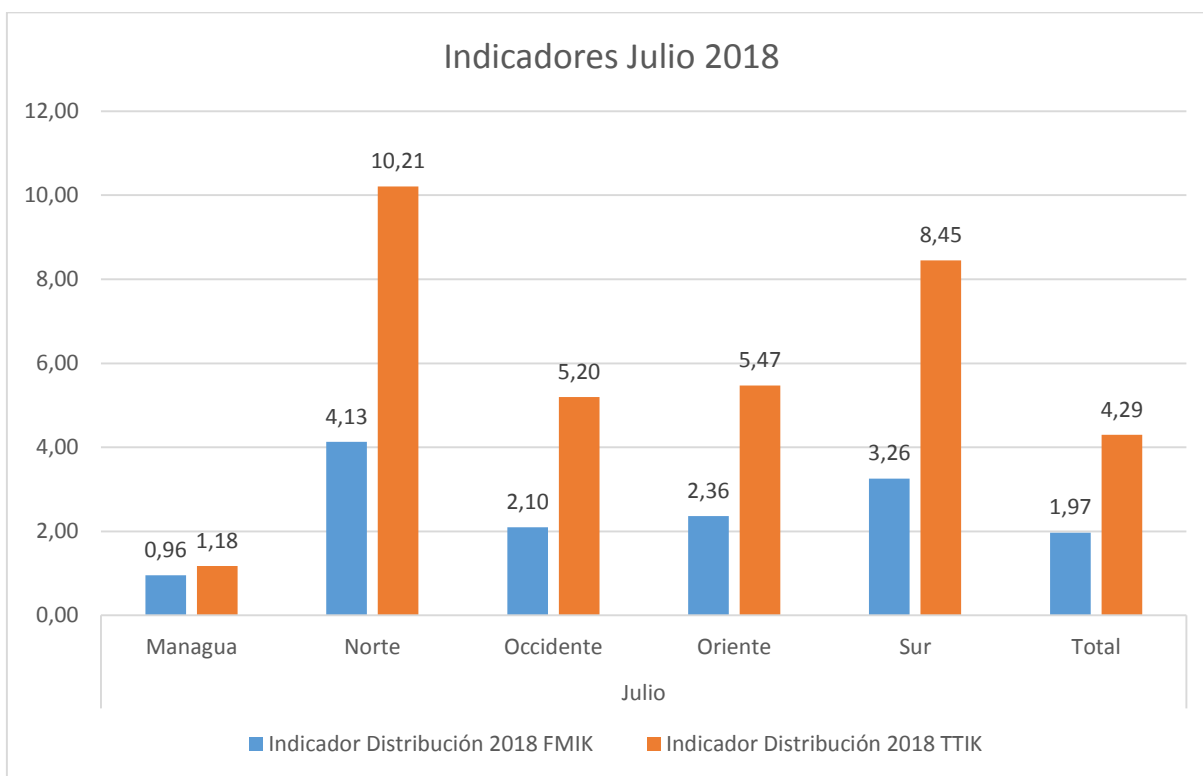


Gráfico 7. Valores de indicadores de calidad en el mes de Julio 2018.

Bloqueos de acceso de carreteras, descargas atmosféricas, materiales en mal estado son las causas del incremento de los indicadores a nivel nacional a excepción del sector Managua, sobrepasaron los límites establecidos según la normativa del INE (Instituto Nicaragüense de Energía). El resultado total del mes está dentro del rango admitido.

Tabla 10. Valores de indicadores de calidad en el mes de Agosto 2018.

Mes	Sector	Indicador Distribución 2018	
		FMIK	TTIK
Agosto	Managua	1.06	1.31
	Norte	4.10	10.01
	Occidente	3.92	9.71
	Oriente	2.05	5.64
	Sur	3.80	8.55
	Total	2.36	5.03

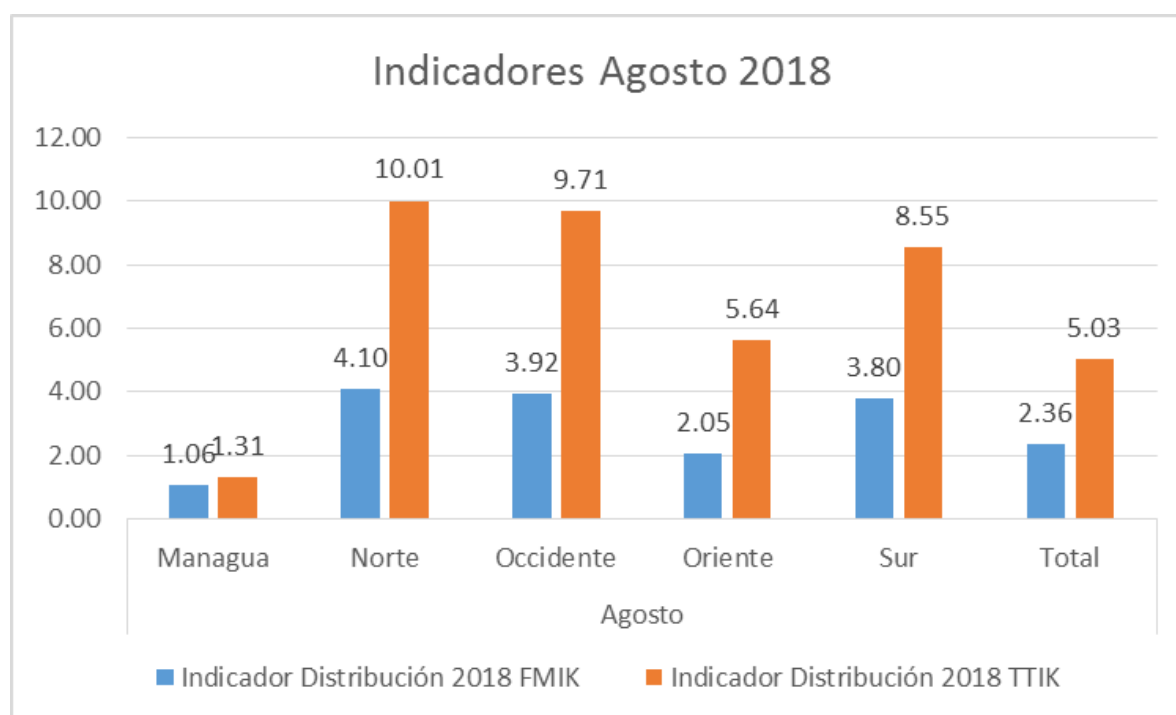


Gráfico 8. Valores de indicadores de calidad en el mes de Agosto 2018.

Fuertes lluvias y vientos, árbol o ramas sobre la red, mantenimiento en la red son las causas del incremento de los indicadores en el sector Norte, Oriente y Sur, dentro de los límites establecidos según la normativa del INE (Instituto Nicaragüense de Energía) a excepción del sector Norte que sobrepasó su valor establecido.

Tabla 11. Valores de indicadores de calidad en el mes de Septiembre 2018.

Mes	Sector	Indicador Distribución 2018	
		FMIK	TTIK
Septiembre	Managua	0.89	1.26
	Norte	5.34	11.45
	Occidente	2.44	5.50
	Oriente	3.67	7.03
	Sur	2.72	6.36
	Total	2.11	4.27

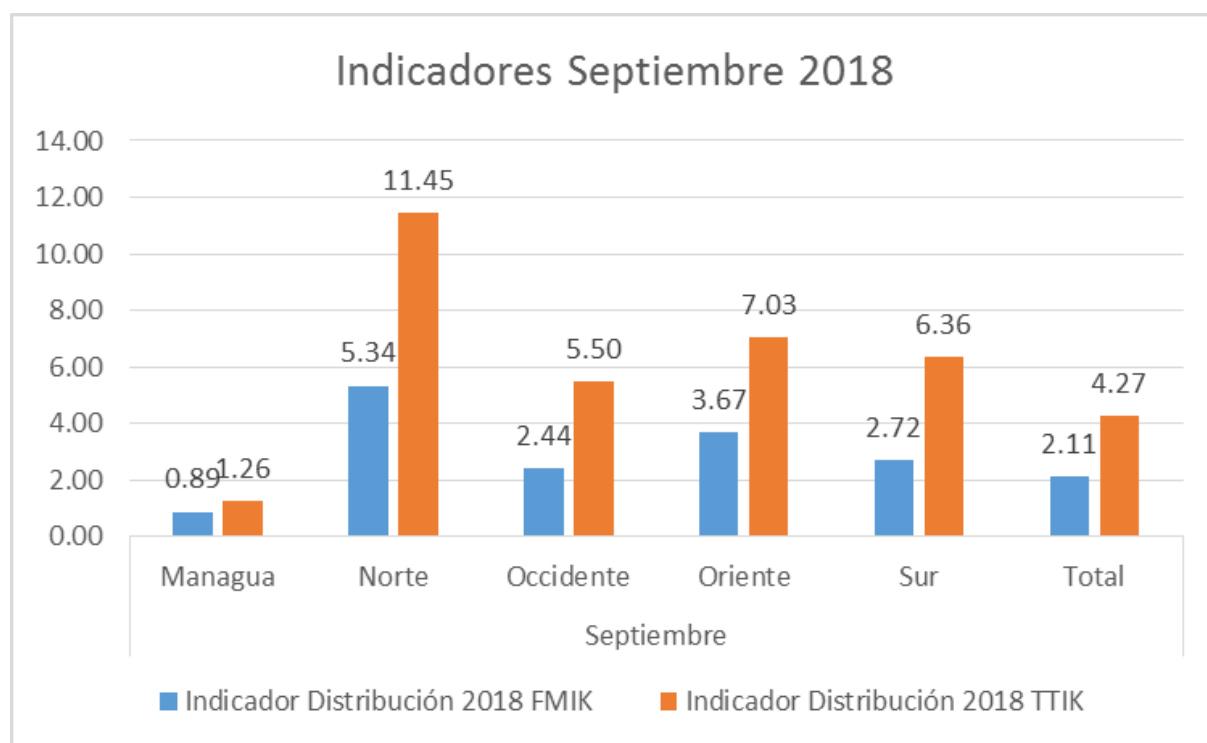


Gráfico 9. Valores de indicadores de calidad en el mes de Septiembre 2018.

Fuertes lluvias (tormenta Nate) y vientos, inundación, postes quebrados por colisión vehicular, postes quebrados de la base, postes socavados por el agua, transformadores quemados son las causas del incremento de los indicadores en el sector Norte, Oriente y Sur, dentro de los límites establecidos según la normativa del INE (Instituto Nicaragüense de Energía) a excepción del sector Norte que sobrepasó su valor establecido. El resultado total está dentro del rango establecido.

Tabla 12. Valores de indicadores de calidad en el mes de Octubre 2018.

Mes	Sector	Indicador Distribución 2018	
		FMIK	TTIK
Octubre	Managua	1.15	1.64
	Norte	6.14	13.91
	Occidente	2.96	7.41
	Oriente	4.30	10.54
	Sur	1.95	5.64
	Total	2.33	5.12

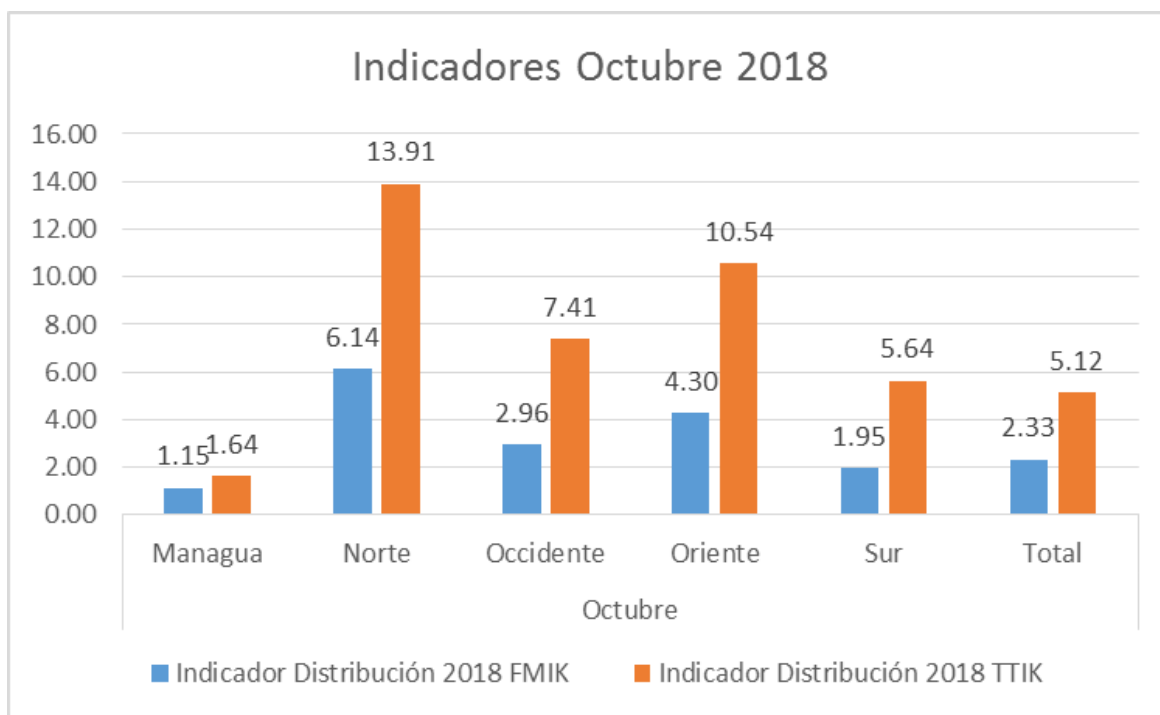


Gráfico 10. Valores de indicadores de calidad en el mes de Octubre 2018.

Fuertes vientos, robo de materiales, transformadores quemados por pérdida de aislamiento, elementos de maniobra y protección averiados son las causas del incremento de los indicadores en el sector Norte, Oriente y Sur, dentro de los límites establecidos según la normativa del INE (Instituto Nicaragüense de Energía) a excepción del sector Norte que sobrepasó los valores establecidos. A nivel nacional se encuentran dentro del rango permitido.

Tabla 13. Valores de indicadores de calidad en el mes de Noviembre 2018.

Mes	Sector	Indicador Distribución 2018	
		FMIK	TTIK
Noviembre	Managua	0.55	0.69
	Norte	2.91	7.26
	Occidente	1.98	2.93
	Oriente	3.33	5.77
	Sur	2.29	5.77
	Total	1.47	2.91

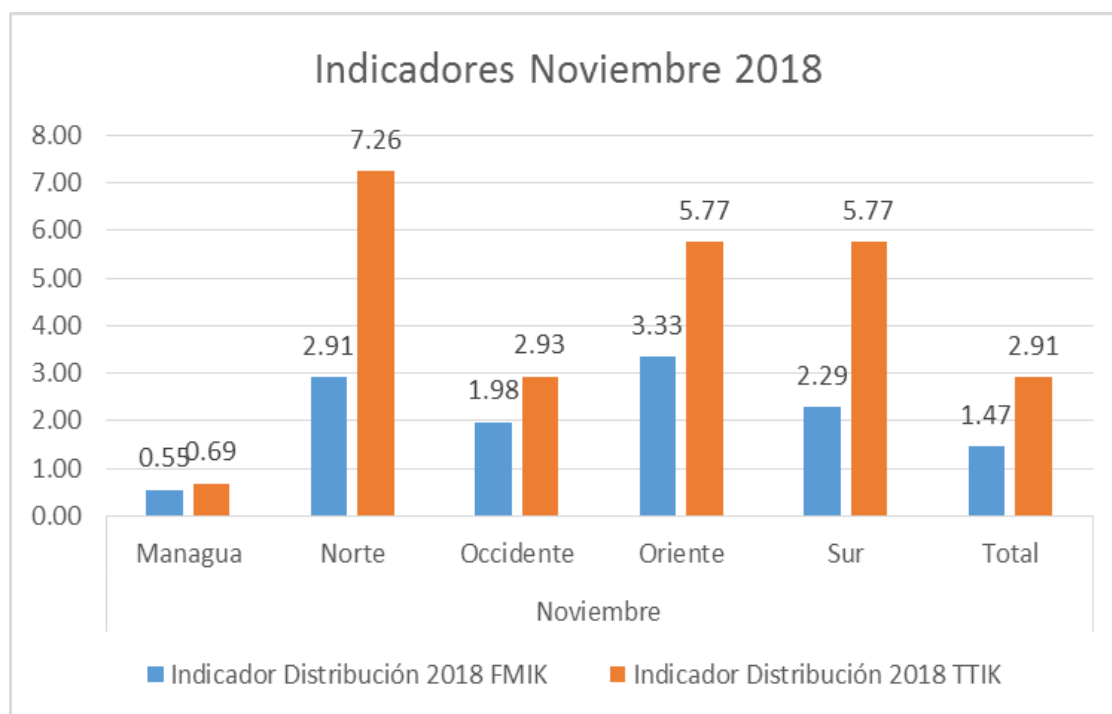


Gráfico 11. Valores de indicadores de calidad en el mes de Noviembre 2018.

Fuertes vientos, árbol o ramas sobre la red, disparo de líneas de transmisión, disparos de circuitos son las causas del incremento de los indicadores en el sector Norte, Oriente y Sur, dentro de los límites establecidos según la normativa del INE (Instituto Nicaragüense de Energía) a excepción del sector Norte que sobrepasó los valores establecidos.

Tabla 14. Valores de indicadores de calidad en el mes de Diciembre 2018.

Mes	Sector	Indicador Distribución 2018	
		FMIK	TTIK
Diciembre	Managua	0.57	0.60
	Norte	4.82	10.63
	Occidente	1.54	3.15
	Oriente	2.52	5.11
	Sur	1.87	4.98
	Total	1.56	3.17

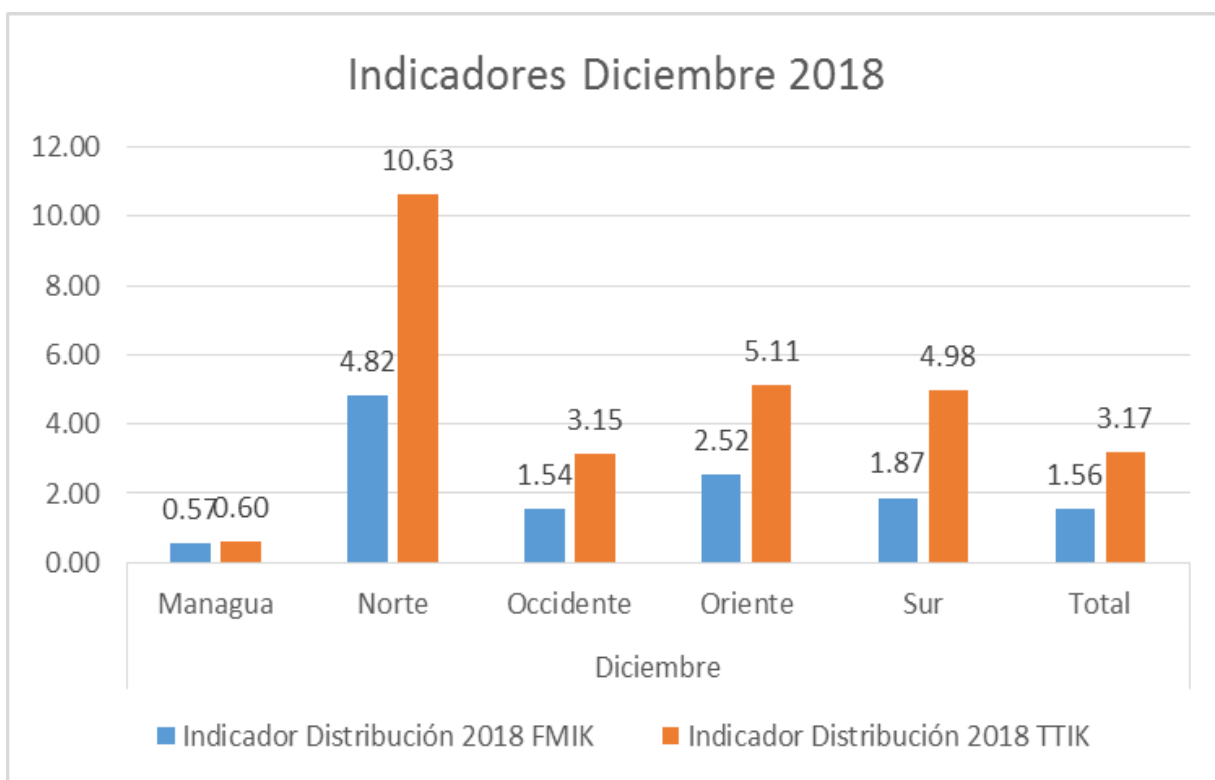


Gráfico 12. Valores de indicadores de calidad en el mes de Diciembre 2018.

De forma general en el primer semestre del año 2018 los indicadores de calidad se mantuvieron dentro del rango permitido por la normativa del Instituto Nicaragüense de Energía. Por lo tanto, el cálculo semestral de los indicadores de calidad están aún por debajo de los valores permitidos por el ente regulador.

Tabla 15. Valores de indicadores de calidad de Primer semestre (Enero-Junio) de 2018.

Mes	Indicador Distribución 2018	
	FMIK	TTIK
Enero	1.41	2.70
Febrero	0.97	1.52
Marzo	1.23	2.24
Abril	1.45	2.41
Mayo	1.45	2.41
Junio	2.00	3.70
Total	1.41	2.50

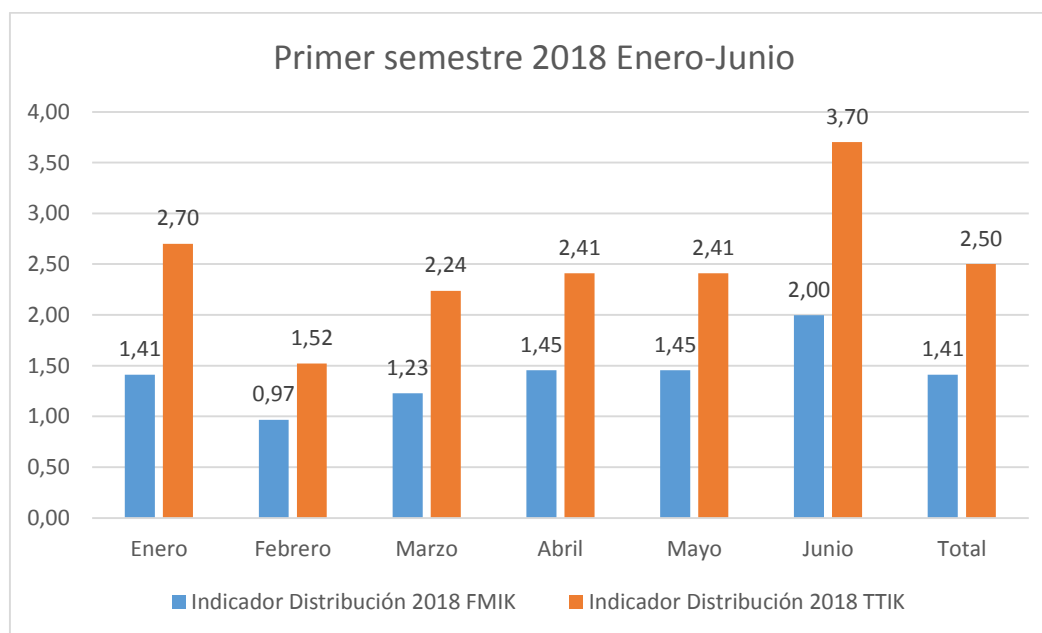


Gráfico 13. Valores de indicadores de calidad primer semestre (Enero-Junio) de 2018.

En el segundo semestre del año 2018 el incremento de los indicadores de calidad fue aún más pronunciado debido a la época de invierno y a las pocas condiciones que se tenían para normalizar las averías ocurridas en la red de distribución. Los valores calculados por mes a nivel nacional están dentro del margen permitido. Los resultados semestrales están aún por debajo de los admitidos por el ente regulador.

Tabla 16. Valores de indicadores de calidad segundo semestre (Julio-Diciembre) de 2018.

Mes	Indicador Distribución 2018	
	FMIK	TTIK
Julio	1.97	4.29
Agosto	2.36	5.03
Septiembre	2.11	4.27
Octubre	2.33	5.12
Noviembre	1.47	2.91
Diciembre	1.56	3.17
Total	1.97	4.13

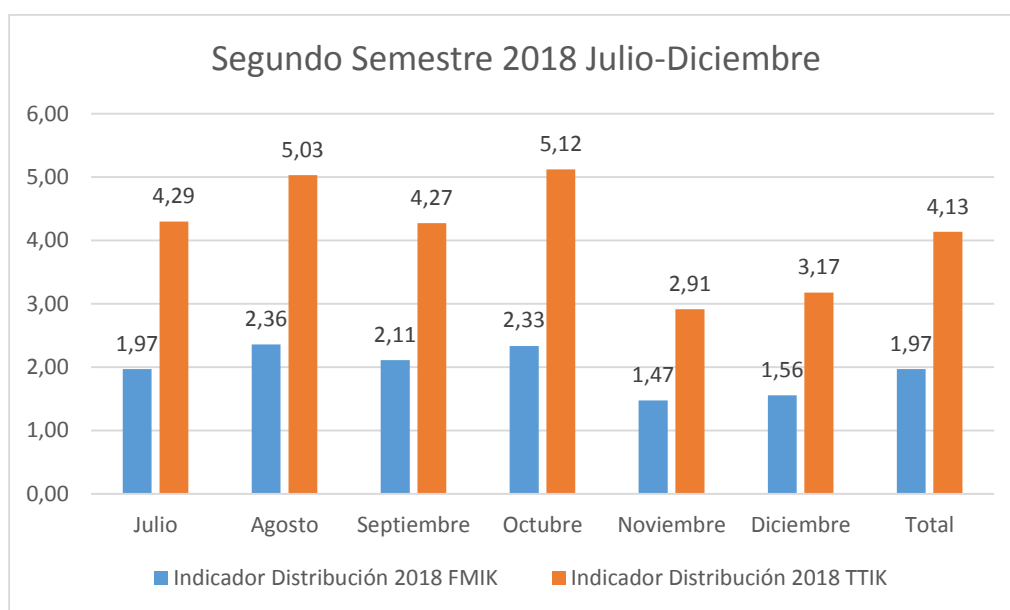


Gráfico 14. Valores de indicadores de calidad de segundo semestre (Julio-Diciembre) de 2018.

11. Conclusiones

- Se analizó la composición de la red de distribución y se determinaron puntos estratégicos geo referenciados para la colocación de los equipos de maniobra y protección, dándole prioridad a los circuitos de clientes sensibles y donde falla con más frecuencia el sistema eléctrico, estos serán ubicados en los sectores: Managua, Occidente y Sur.
- Se estudiaron los diferentes tipos de redes y estructuras empleadas en la red de distribución siendo en su mayoría redes de operación en paralelo y en doble derivación, y algunos casos de derivación múltiple.
- Se instalarán interruptores telecontrolados en la troncal de los circuitos y seccionadores digitales monopolares o interruptores de media línea en ramificaciones o derivadas con mayor cantidad de clientes.
- Los equipos utilizados en la red de distribución deben ser evaluados teniendo en cuenta el equilibrio entre costo, continuidad, calidad y confiabilidad de la red de distribución.
- Seleccionar la técnica correcta de evaluación y automatización de la continuidad y calidad de la energía eléctrica que permita sensibilizar los efectos de mejoras en la red.
- Se analizaron los tipos y valores de los indicadores de calidad, y se determinó que los indicadores FMIK y TTIK están dentro del límite permitido según la normativa del INE, aunque estos se pueden disminuir aún más.
- Los sistemas de información (SGI, SCADA, Open Operaciones) que son utilizados para la gestión de las incidencias y los avisos, deben ser mejorados para dar una respuesta más rápida a los usuarios que son interrumpidos por fallas transitorias o permanentes en la red.

12. Recomendaciones

- Complementar el análisis en la continuidad y calidad con otras opciones de mejora como la renovación de las instalaciones eléctricas y el perfeccionamiento de las actividades de operación y mantenimiento.
- Evaluar el factor costo de los equipos de protección y seccionamiento para el mejoramiento de la red de distribución.
- Extender el análisis de mejora en la continuidad y calidad al sistema de distribución eléctrica de una manera más detallada y estadística, respecto a los valores de los indicadores calidad de los sistemas de distribución eléctrica.
- Actualizar software a una versión más reciente para disminuir el tiempo de respuesta de resolución de las averías respecto a la gestión de los avisos y las incidencias.

13. Bibliografía

- CELSA, (15 de Julio, 2016). Línea, protección y maniobra, Mcgraw-Edison, CATA00B_2_1, pp 2-12
- Espinoza, R.L (2007). Sistemas de distribución. México: Noriega
- Rubén, Collantes. (2010). Análisis de mejora de la confiabilidad de los sistemas de distribución eléctrica de alta densidad de carga (maestría en ciencias). Universidad nacional de ingeniería, Lima, Perú.
- Aragón, J.D. (2010, 10 de Noviembre) Procedimiento de localización y aislamiento de averías en circuitos de media tensión. Volumen (1), pp 7-16
- Vargas, J.A (2010, 10 de Noviembre) Procedimiento de descargos en circuitos de media tensión. Volumen (2), pp 10-18
- Salinas, Octavio. (2003, 05 de Octubre) Normativa de calidad del servicio eléctrico. (Resolución No. 016-Ine-2003), pp 12-25
- Espinal, Julián. (2008, 12 Octubre) Seccionalizador digital, distribución de energía. Volumen (1), pp 5-12
- Espinoza, R.L (2007). Principios fundamentales para la planeación y el cálculo de redes de distribución. México: Noriega
- Harper, Enrique Gilberto (1985) El ABC de las instalaciones eléctricas industriales, recuperado de: https://=8YvPNzKOOIAC&sitesec=buy&source=gbs_atb
- Harper, Enrique Gilberto (2006) Fundamentos de instalaciones eléctricas de mediana y alta tensión, recuperado de: <https://=Fundamentos+de+instalaciones+el%C3%A9ctricas+de+mediana+y+alta+te%20nsi%C3%B3n&stick>
- Montecelos, Jesús (1998) Desarrollo de instalaciones eléctricas de distribución, recuperado de: https://www.google.com/search?sa=X&rlz=1C1OKWM_esNI823NI823&q=Desarrollo+de+instalaciones+el%C3%A9ctricas+de+distribuci%C3%B3n&sti

14. Anexos

Propuesta de instalación de interruptores telecontrolados (ITC) en los sectores Managua, Occidente y Sur.

Tabla 17. Interruptores telecontrolados a instalarse en el sector Managua.

Circuito	Sector	Subestación	Localización	Enlace
BTH3060	Managua	Batahola	Km7 carr. Sur 1c.e. frente a iglesia nueva creación	Enlace BTH3040 y BTH3060
BTH3040	Managua	Batahola	Semáforos 7 sur, 2c. Al este, 1c. Al sur	Enlace BTH3040 y BTH3050
BTH3040	Managua	Batahola	Km-10-1/2c carretera sur, costado sur de gasolinera uno.	Enlace BTH3040 y MTF3020
BTH3040	Managua	Batahola	Reparto san patricio, costado este de la caballeriza 1/2c al sur, contiguo al puente	Apoyo
MTF3010	Managua	Montefresco	Por definirse	Apoyo
MTF3010	Managua	Montefresco	Por definirse	Apoyo
MTF3010	Managua	Montefresco	Por definirse	Apoyo
MTF3010	Managua	Montefresco	31000, fte. A subestación monte fresco.	Apoyo
MTF3020	Managua	Montefresco	Km 12.5 carretera sur, frente a telcor las Jinotepe 30mts al sur.	Apoyo
MTF3010	Managua	Montefresco	Parque la guatuzas 50 mts sur	Apoyo
ALT3090	Managua	Altamira	Texaco Guadalupe 70 mts al sur, carretera a Masaya.	Enlace ALT3090 y PDT3040
CLN3020	Managua	Las Colinas	Km10.6 carretera Masaya, costado sur de laboratorio criminalística de la policía	Apoyo
CLN3030	Managua	Las Colinas	Por definirse	Apoyo
CLN3030	Managua	Las Colinas	Km10 carretera a Masaya	Enlace CLN3010 y CLN3030
CLN3010	Managua	Las Colinas	Km 8 carretera Masaya, frente al Magfor	
CLN3010	Managua	Las Colinas	Km 10 carretera a Masaya	Enlace CLN3010 y CLN3020
CLN3020	Managua	Las Colinas	Por definirse	Apoyo
TCP3010	Managua	Ticuanatepe	Km 14 1/2 carretera hacia Masaya	Enlace TCP3010 y TCPII3010
TCPII3010	Managua	Ticuanatepe II	Km18 carretera a Masaya, frontera con tcp3010- entrada a dirita	Enlace TCPII3030 y TCP3030

TCP3030	Managua	Ticuantepé	Km20 carretera a Masaya, auto hotel oasis 100mts al noroeste	Enlace TCP3030 y BZN3040
TCP3030	Managua	Ticuantepé	kilómetro 19 carretera a Managua, frente a entrada a Ticuantepé	Apoyo
TCPII3010	Managua	Ticuantepé II	Por definirse	Apoyo
TCPII3010	Managua	Ticuantepé II	Km 17 carretera a Ticuantepé 500mts al este de subestación	Enlace TCPII3010 y TCPII3030
TCP3020	Managua	Ticuantepé	Por definirse	
TCP3020	Managua	Ticuantepé	Km 16 carretera a Masaya, frente a los pozos de Enacal	Enlace TCP3010 y TCP3020
TCP3030	Managua	Ticuantepé	De la subestación Ticuantepé 150mts al sur	Enlace TCP3030 y TCP3040
TCP3030	Managua	Ticuantepé	Subestación Ticuantepé 30mts al este, frente a residencia los almendros	Enlace TCP3020 y TCP3030
MGA3030	Managua	Managua	Por definirse	Apoyo
MGA3030	Managua	Managua	Costado norte paso a desnivel Tiscapa	Enlace ALT3070 y MGA3030
MGA3030	Managua	Managua	Por definirse	
PDT3030	Managua	Periodista	Cost. Sur de la laguna de Tiscapa (paseo Tiscapa)	Enlace PDT3030 y MGA3030
PDT3030	Managua	Periodista	Costado noreste ddf hospital el retiro	Apoyo
PDT3040	Managua	Periodista	Por definirse	Apoyo
TCPII3030	Managua	Ticuantepé II	Derivación a la concha	Apoyo
ALT3010	Managua	Altamira	Km8 carretera Masaya, primera entrada a las colinas	Enlace CLN3010 y CLN3010
CLN3020	Managua	Las Colinas	Por definirse	Apoyo
ALT3050	Managua	Altamira	Costado sur del edificio Lafise, calle marginal	Apoyo

Tabla 18. Interruptores telecontrolados a instalarse en el sector Occidente.

Circuito	Sector	Subestación	Localización	Enlace
EVJ4040	Occidente	El Viejo	Costado este de la subestación El Viejo.	Enlace EVJ4040 y EVJ4070
VNA4030	Occidente	Villa Nueva	Por definirse	Apoyo
VNA4030	Occidente	Villa Nueva	Por definirse	Apoyo

Tabla 19. Interruptores telecontrolados a instalarse en el sector Sur.

Circuito	Sector	Subestación	Localización	Enlace
BZN3040	Sur	Benjamín Zeledón	Frente al restaurante el filete	Apoyo
GNT3020	Sur	Guanacastillo	Por definirse	Apoyo
GNT3020	Sur	Guanacastillo	Del empalme el Coyotepe 100 mts. Al norte	Enlace GNT3020 y BZN3040
RIV4060	Sur	Rivas	Derivación a Cárdenas	Apoyo
RIV4060	Sur	Rivas	Frente a pulpería el genízaro o entrada principal a comunidad el genízaro km26 carretera la virgen a san juan del sur	Enlace RIV4060 y LVG4010
RIV4060	Sur	Rivas	Salida subestación Rivas fte. A pollo estrella	Enlace RIV4060 y RIV4070
RIV4060	Sur	Rivas	Costado este del empalme la virgen carret. Rivas Peñas blancas	Apoyo
RIV4060	Sur	Rivas	Por definirse	Apoyo
RIV4060	Sur	Rivas	Km 115, 300 mts. al oeste carret. Rivas a emp. La virgen	Enlace RIV4060 y LVG4020
RIV4060	Sur	Rivas	Frente entrada hospital Gaspar García l. Rivas	Enlace RIV4050 y RIV4060
LVG4010	Sur	La Virgen	Colegio 120 mts. Al sur la Talanguera	Apoyo
LVG4010	Sur	La Virgen	Por definirse	Apoyo
LVG4020	Sur	La Virgen	Subestación la virgen 300 mtes. Al oeste	Apoyo
LVG4010	Sur	La Virgen	Por definirse	Apoyo

Tabla 20. Cantidad de elementos de maniobra y protección utilizados en la red de distribución de Nicaragua.

Sector	Fusibles	Interruptores Cabeceras	Interruptores Media Línea	Interruptores Frontera	Barras sólidas	Seccionalizador Monopolar	Total general
Managua	3,928	84	35	37	593	170	4,847
Norte	2,201	36	11	1	187	0	2,436
Occidente	2,001	35	10	2	258	0	2,306
Oriente	1,155	20	4	1	136	0	1,316
Sur	1,520	32	17	6	220	0	1,795
Total general	10,805	207	77	47	1,394	170	12,700

Los elementos de maniobra y protección son: fusibles, interruptores cabeceras, interruptores media línea, interruptores frontera, seccionalizadores monopoles, y los elementos de maniobras son: seccionadores de barra sólida, se usan solamente como puntos de seccionamiento o enlaces entre diferentes circuitos o el mismo circuito en cuestión.

Tabla 21. Cantidad de subestaciones y sus circuitos correspondientes, además; nivel de tensión y capacidad de cada transformador en el sector de Managua.

Sector	Nombre de Subestaciones	Nivel de Tensión	Capacidad del trafo	Circuitos por SE
Managua	Acahualinca	13.8 Kv	1x25 MVA	6
	Altamira	13.8 Kv	2x40 MVA	10
	Asososca	13.8 Kv	1x15 MVA	3
	Batahola	13.8 Kv	(1x25,1x40) MVA	7
	Las Colinas	13.8 Kv	40 MVA	4
	Los Brasiles	13.8 Kv	2x25MVA	6
	Managua	13.8 Kv	(1x25,1x40) MVA	7
	Montefresco	13.8 Kv	1x10 MVA	3
	Oriental	13.8 Kv	2x40 MVA	9
	Periodista	13.8 Kv	2x25 MVA	8
	Portezuelo	13.8 Kv	1x40 MVA	6
	Punta Huete	13.8 Kv	1x5 MVA	1
	San Benito	13.8 Kv	1x25 MVA	4
	San Rafael del Sur	13.8 Kv	1x15 MVA	4
	Ticuantepé I	13.8 Kv	1x15 MVA	4
	Ticuantepé II	13.8 Kv	1x15 MVA	3
	Tipitapa	13.8 Kv	1x40 MVA	5
	Villa El Carmen	13.8 Kv	1x15 MVA	4
Total General	18			94

Tabla 22. Cantidad de subestaciones y sus circuitos correspondientes, además; nivel de tensión y capacidad de cada transformador en el sector de Norte.

Sector	Nombre de Subestaciones	Nivel de Tensión	Capacidad del trafo	Circuitos por SE
Norte	Asturia	24.9 Kv	1x6.25 MVA	2
	El Tuma	24.9 Kv	1x6.25 MVA	3
	Estelí	24.9 Kv	1x25 MVA	2
	Matagalpa	24.9 Kv	1x15 MVA	3
	Matagalpa II	24.9 Kv	1x25 MVA	3
	Matiguás	24.9 Kv	1x15 MVA	2
	Ocotol	24.9 Kv	1x20 MVA	1
	Planta Centro América	24.9 Kv	1x12.5 MVA	2
	San Ramón	24.9 Kv	1x6.25 MVA	4
	Santa Clara	24.9 Kv	1x15 MVA	3
	Sébaco	24.9 Kv	1x25 MVA	5
	Terrabona	24.9 Kv	1x15 MVA	3
	Yalagüina	24.9 Kv	1x25 MVA	3
Total General	13			36

Tabla 23. Cantidad de subestaciones y sus circuitos correspondientes, además; nivel de tensión y capacidad de cada transformador en el sector de Occidente.

Sector	Nombre de Subestaciones	Nivel de Tensión	Capacidad del trafo	Circuitos por SE
Occidente	Chichigalpa	13.8 Kv	1x25 MVA	5
	Chinandega	13.8 Kv	1x40 MVA	7
	Corinto	13.8 Kv	1x3.75 MVA	1
	El Viejo	24.9 Kv	1x25 MVA	4
	La Paz Centro	13.8 Kv	1x5 MVA	2
	León I	13.8 Kv	1x25 MVA	5
	León II	13.8 Kv	1x15 MVA	3
	Malpaisillo	13.8 Kv	1x10 MVA	2
	Mina Limón	24.9 Kv	1x5 MVA	1
	Nagarote	13.8 Kv	1x5 MVA	2
	Villa Nueva	24.9 Kv	1x15 MVA	3
	Planta Che Guevara	13.8 Kv	1x40 MVA	2
Total General	12			37

Tabla 24. Cantidad de subestaciones y sus circuitos correspondientes, además; nivel de tensión y capacidad de cada transformador en el sector de Oriente.

Sector	Nombre de Subestaciones	Nivel de Tensión	Capacidad del trafo	Circuitos por SE
Oriente	Acoyapa	24.9 Kv	1x15 MVA	3
	Amerisque	24.9 Kv	1x15 MVA	2
	Boaco	24.9 Kv	1x15 MVA	4
	Corocito	24.9 Kv	1x15 MVA	3
	Esperanza	24.9 Kv	1x6.25 MVA	3
	Gateada	24.9 Kv	1x5 MVA	2
	Las Banderas	24.9 Kv	1x15 MVA	3
	San Miguel	24.9 Kv	1x5 MVA	2
Total General	8			22

Tabla 25. Cantidad de subestaciones y sus circuitos correspondientes, además; nivel de tensión y capacidad de cada transformador en el sector de Sur.

Sector	Nombre de Subestaciones	Nivel de Tensión	Capacidad del trafo	Circuitos por SE
Sur	Benjamín Zeledón	13.8 Kv	1x40 MVA	5
	Diriamba	13.8 Kv	1x15 MVA	3
	Granada	13.8 Kv	1x40 MVA	5
	Guanacastillo	13.8 Kv	1x6.25 MVA	2
	La Virgen	24.9 Kv	1x15 MVA	2
	Masatepe	13.8 Kv	1x25 MVA	4
	Nandaime	13.8 Kv	1x15 MVA	3
	Rivas	24.9 Kv	1x40 MVA	6
	Ometepe	24.9 Kv	1x40 MVA	2
Total General	9			32

Nota: La red de distribución de Nicaragua está compuesta por 221 circuitos a nivel nacional, incluyendo 10 circuitos exclusivos de ENACAL.

Sistema Interconectado Nacional

SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

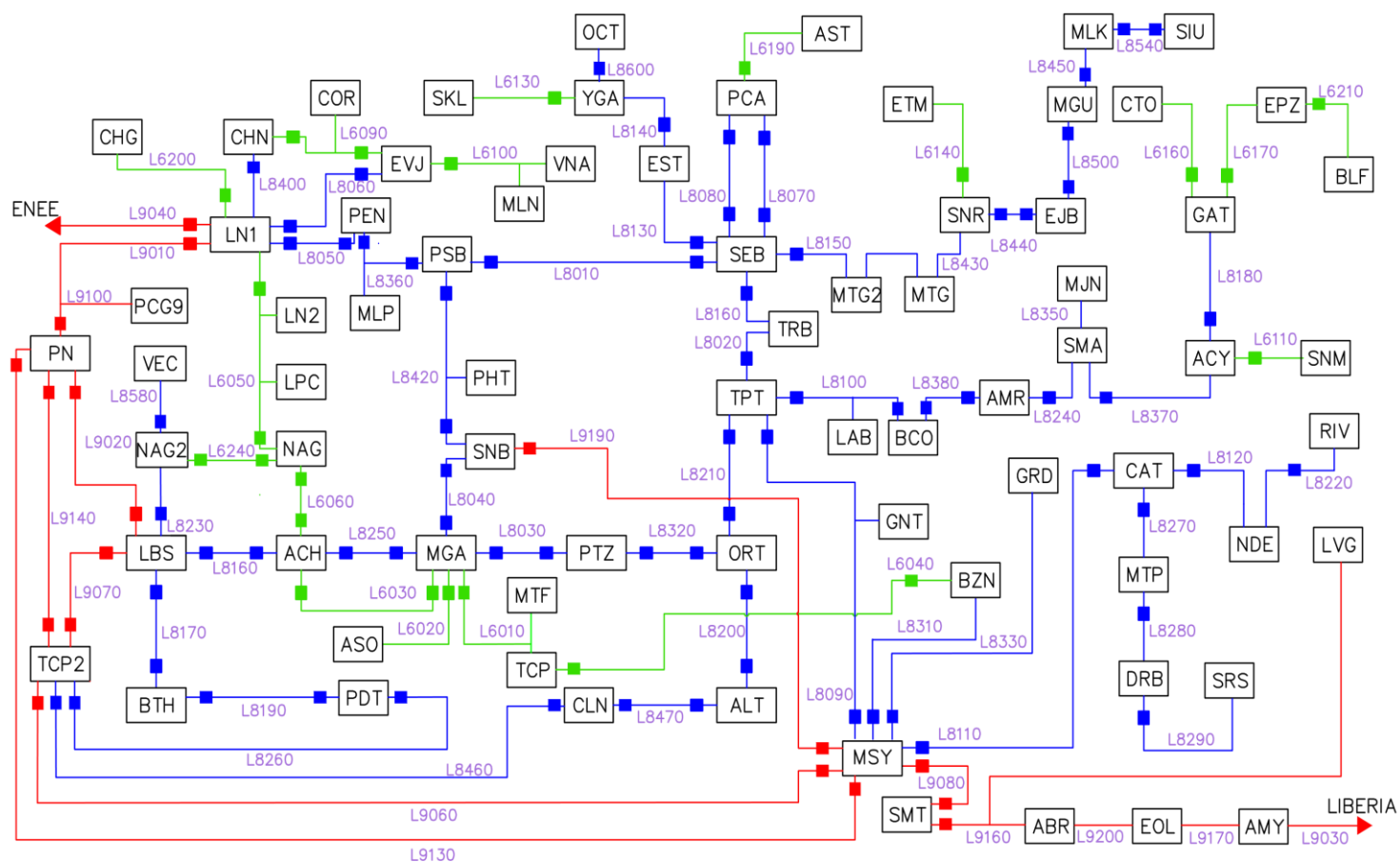


Figura 11. Sistema interconectado Nacional.

Nota: Cada color de las líneas representan un nivel de tensión. Líneas verdes (69 kV) subtransmisión, líneas azules (138 kV) transmisión, líneas rojas (230 kV) interconexión.

Interfaz del sistema “módulo de operaciones” programa con el cual se seccionan los circuitos de manera virtual y donde se pueden visualizar todas las subestaciones y circuitos a nivel nacional.

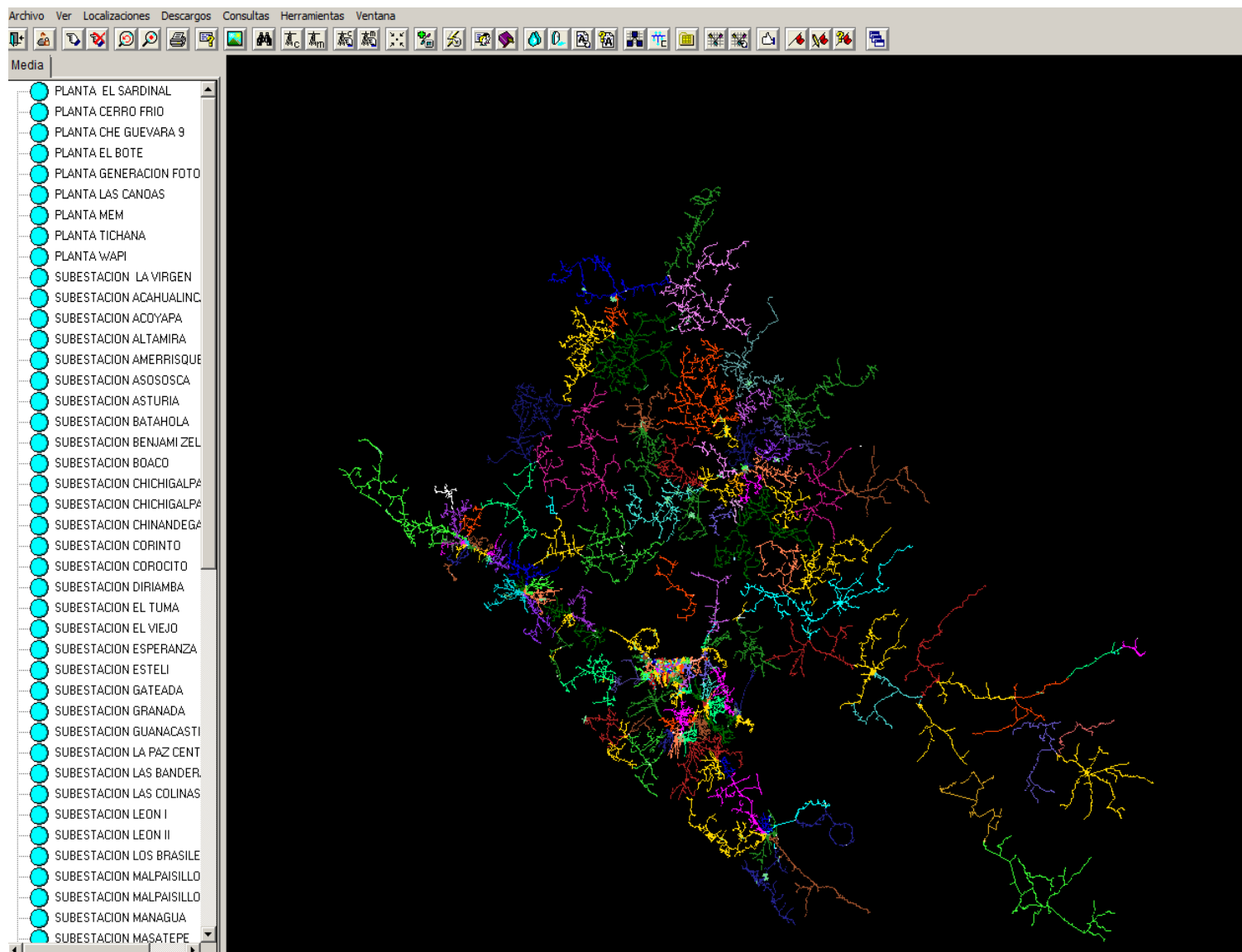


Figura 12. Sistema de módulo de operaciones.

Interfaz del sistema “Scada” Sistema de control y adquisición de datos, donde se pueden maniobrar “abrir o cerrar” todos los interruptores/recloser/reconectores que se encuentran en las subestaciones o en cualquier tramo de los circuitos de distribución. Además, se visualizan las curvas de los voltajes y las corrientes en tiempo real para realizar análisis sobre las transferencias de carga entre los circuitos.

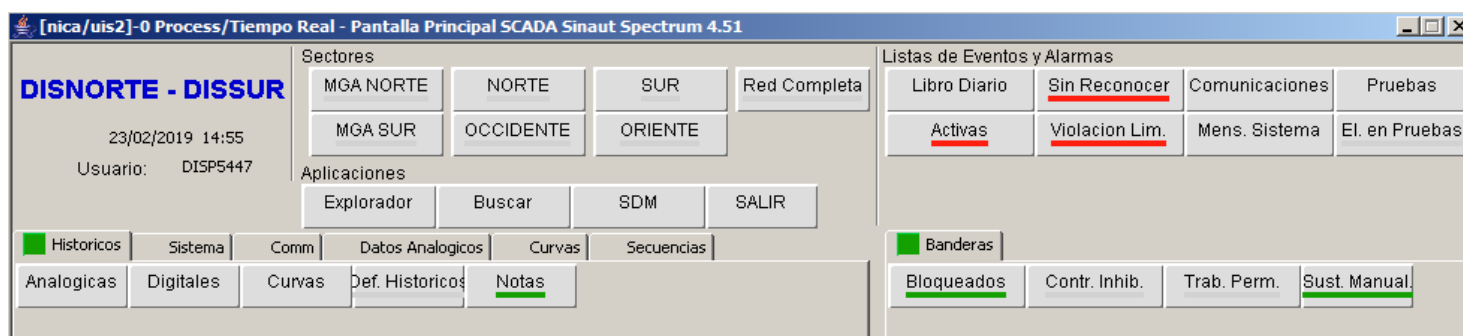


Figura 13. Sistema de control y adquisición de datos ”SCADA”.

Interfaz del sistema “SGI” sistema de gestión de incidencias. Se utiliza para darle seguimiento a todos los avisos e incidencias reportadas por los clientes, ya sea línea secundaria o primaria rota, o sobre el suelo, cortocircuitos en acometidas y medidores, casas energizadas, postes podridos o por caer. De forma general; se cumple un protocolo de atención de todos los suministros que se encuentran sin energía eléctrica.

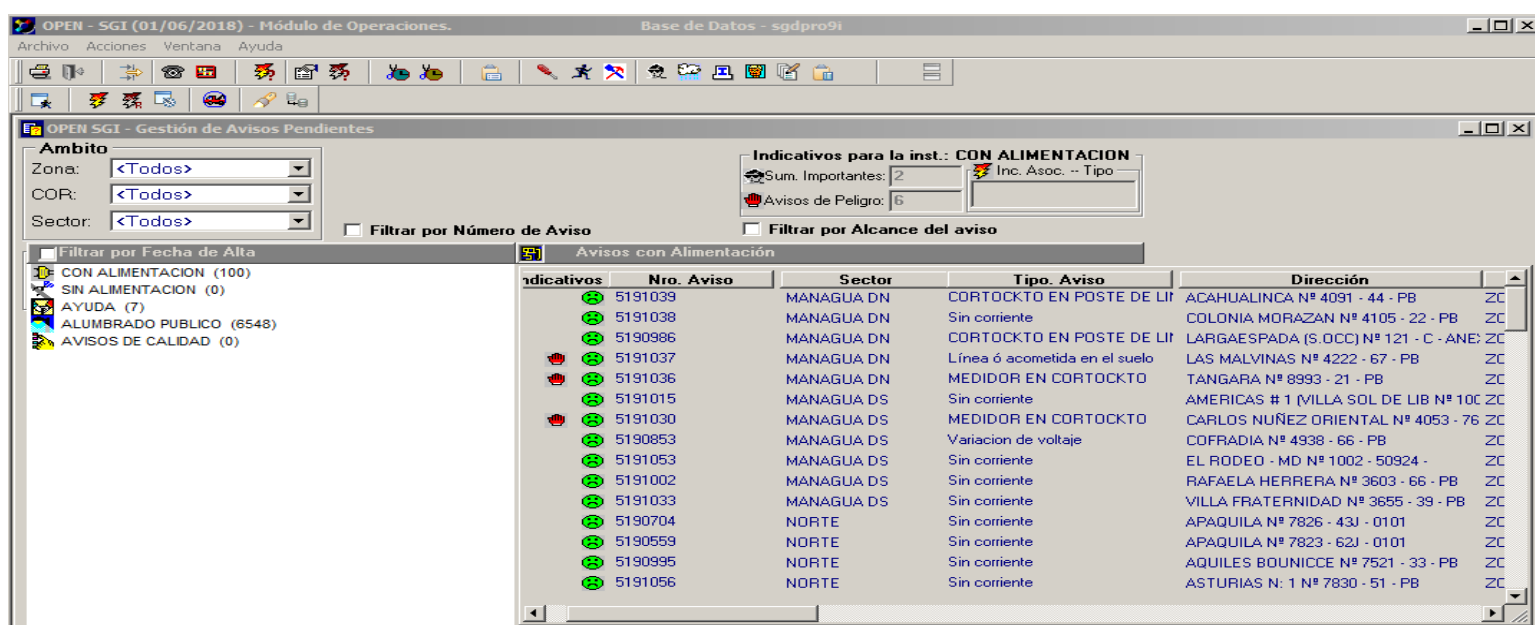


Figura 14. Sistema de gestión de incidencias “SGI”

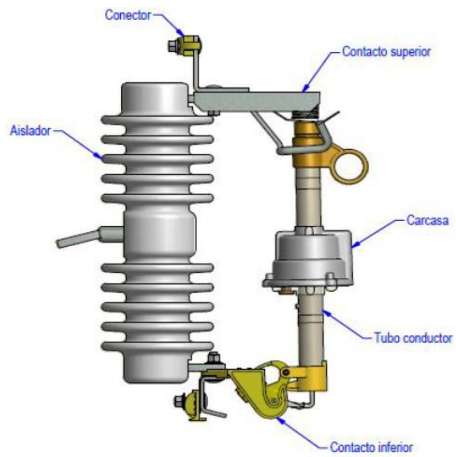


Figura 15. Seccionalizador digital



Figura 16. Indicador de fallas



Figura 17. Reconectador o recloser



Figura 18. Reconectador marca Schneider



Figura 19. Reconectador marca Nova



Figura 20. Seccionador bajo carga



Figura 21. Seccionador fusible



Figura 22. Seccionador de barra sólida